

**MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO
FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (MDL-SSC-DCP)
Versão 03 – em vigor a partir de: 22 de Dezembro de 2006**

Conteúdo

- A. Descrição geral da atividade do projeto de pequena escala
- B. Aplicação de uma linha de base e metodologia de monitoramento
- C. Duração da atividade do projeto/ período obtenção de créditos
- D. Impactos Ambientais
- E. Comentários dos Atores

Anexos

Anexo 1: Informações de contatos dos participantes na atividade do projeto de pequena escala

Anexo 2: Informações relativas a financiamento publico

Anexo 3: Informação de linha de base

Anexo 4: Informações de Monitoramento

Anexo 5: Informações Financeiras

Anexo 6: Bibliografia

SEÇÃO A. Descrição geral da atividade do projeto de pequena escala**A.1 Título da atividade do projeto de pequena escala:**

>>

Título do projeto: Agrupamento de Projeto de MDL Estelar.Número da versão do DCP: 5.1Data: 31 de Janeiro de 2010.

As diferenças entre esta versão do PDD e a versão 5, datada de 27 de Julho de 2009 submetida primeiramente para registro estão relacionadas apenas à inclusão do termo “Agrupamento” no título do projeto para esclarecer a classificação de atividade de projeto como um agrupamento.

A.2. Descrição da atividade do projeto de pequena escala:

O Agrupamento de Projeto de MDL Estelar (daqui em diante referido como “Projeto Estelar”) consiste no fornecimento de energia hidrelétrica limpa ao Sistema Interligado Nacional Brasileiro através da implantação e operação das pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) Bandeirante, Barra Escondida, Belmonte e Prata, situadas no estado de Santa Catarina, região Sul do Brasil, com capacidade instalada total de 11,85 MW, utilizando pequenos reservatórios, com um baixo impacto ambiental.

O objetivo principal das PCHs Bandeirante, Barra Escondida, Belmonte e Prata, é ajudar a atender à crescente demanda de energia no Brasil, proveniente do crescimento econômico e populacional do país, fornecendo energia limpa e renovável, contribuindo, assim, para a sustentabilidade ambiental, social e econômica através do aumento da participação da energia limpa e renovável em relação ao consumo total de eletricidade do país.

A atividade de projeto reduz as emissões de gases de efeito estufa (GEEs) evitando a geração de eletricidade via fontes de combustíveis fósseis com conseqüentes emissões de CO₂, que estariam sendo geradas se o projeto não existisse. O fornecimento de eletricidade limpa e renovável trará uma contribuição importante à sustentabilidade ambiental, reduzindo as emissões de dióxido de carbono que ocorreriam na ausência do projeto.

A Energética Saudades S.A., é uma sociedade de propósito específico estabelecida em 2007 como produtora independente de energia elétrica com o objetivo de explorar o potencial hidráulico do Rio Saudades, implantando a Pequena Central Hidrelétrica Barra Escondida. Sua sede está localizada no município de Saudades, no estado de Santa Catarina.

A Companhia Energética Rio das Flores é também uma sociedade de propósito específico criada para atuar no setor de geração de energia elétrica através da construção e implantação das PCHs Prata, Bandeirante e Belmonte. Sua sede está localizada na cidade de Florianópolis, estado de Santa Catarina.

As PCHs Bandeirante, Barra Escondida, Belmonte e Prata, contribuem para o desenvolvimento sustentável do país e da região à medida que proporcionam o desenvolvimento econômico, sem comprometer as gerações futuras, atendendo ao conceito de Desenvolvimento Sustentável, estabelecido pelo Relatório Brundtland, elaborado pela Comissão Mundial sobre o Meio Ambiente e

Desenvolvimento que define o termo como “o desenvolvimento que satisfaz as necessidades presentes, sem comprometer a capacidade das gerações futuras de suprir suas próprias necessidades”¹.

O desenvolvimento sustentável é obtido por meio das seguintes ações:

(a) Através das PCHs Bandeirante, Barra Escondida, Belmonte e Prata, energia limpa e renovável será despachada ao Sistema Interligado Nacional Brasileiro, deslocando empreendimentos que gerariam energia através da queima de combustíveis fósseis, evitando, assim, a emissão de gases poluentes à atmosfera e preservando o meio ambiente a gerações futuras.

(b) A construção de pequenas centrais hidrelétricas, nos moldes das PCHs Bandeirante, Barra Escondida, Belmonte e Prata, impulsiona a economia local, uma vez que proporciona uma cadeia tecnológica que influencia as atividades sócio-econômicas das regiões onde o projeto está localizado. A operação e manutenção do Projeto requerem a assessoria de prestadores de serviços da região, atuantes nas mais diversas áreas como: engenheiros, profissionais ligados ao meio ambiente, profissionais da área da saúde, área administrativa, área jurídica, mecânicos, torneiros, operários, técnicos, etc. Fomenta-se assim a economia voltada ao setor terciário, contribuindo mais uma vez para a geração de empregos, arrecadação de impostos e crescimento da economia regional.

(c) A geração de energia das PCHs Bandeirante, Barra Escondida, Belmonte e Prata proporciona as condições básicas para a instalação de novos negócios e empreendimentos na região que possibilitarão a geração de novos empregos e renda aos municípios envolvidos, além de possibilitar uma maior confiabilidade no sistema elétrico de Santa Catarina e, conseqüentemente, uma menor dependência energética da geração de outros estados do país.

(d) Além das PCHs Bandeirante, Barra Escondida, Belmonte e Prata apresentarem baixo impacto ambiental, com formação de pequenos reservatórios e elevadas densidades de potência, as empresas envolvidas no projeto, realizarão investimentos consideráveis em programas e ações ambientais. Serão desenvolvidos programas ambientais nos meios físico, biótico e antrópico para mitigar os possíveis impactos ambientais do projeto. Pode ser destacado o programa de educação ambiental que irá contribuir para a conscientização dos trabalhadores e da população dos municípios envolvidos nos empreendimentos sobre as questões ambientais e ecológicas.

(e) A implantação dos empreendimentos pressupõe a aquisição de equipamentos de alta tecnologia que serão adquiridos a partir de fabricantes estabelecidos no território nacional. A utilização desses equipamentos exige treinamento e capacitação de mão-de-obra local a partir dos próprios fabricantes. Com isso, as empresas obtêm mais experiência e a tecnologia torna-se mais amplamente divulgada e consolidada na região e no país como um todo.

A.3. Participantes do Projeto:

A Energética Saudades S.A. é a proprietária da Pequena Central Hidrelétrica Barra Escondida e é responsável por todas as atividades relativas à implantação e operação da usina.

A Companhia Energética Rio das Flores é a proprietária das Pequenas Centrais Hidrelétricas Bandeirante, Belmonte e Prata, e é responsável por todas as atividades relativas à implantação e operação destas Usinas.

A Energética Saudades S.A. e a Companhia Energética Rio das Flores têm como sócios comuns as empresas QBEC Projetos e Consultoria Ltda. e a DW Engenheiros Associados Ltda.

¹ WCED [CMMAD], 1987. Our Common Future [Nosso Futuro Comum]. The World Commission on Environment and Development [Comissão Mundial sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento]. Oxford University Press.

A Enerbio Consultoria Ltda assessora à Energética Saudade S.A. e a Companhia Energética Rio das Flores na elaboração do projeto de MDL, bem como no Monitoramento das RCEs a serem geradas pelo Projeto.

A tabela abaixo apresenta as partes e entidades envolvidas no Projeto Estelar.

Tabela 1: Partes e entidades públicas/privadas envolvidas na atividade

Nome da parte envolvida (*) (o anfitrião indica a parte anfitriã):	Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) participantes do projeto (se for o caso):	Por gentileza, indique se a parte envolvida deseja ser considerada como participante do projeto (Sim/Não):
Brasil (anfitrião)	<u>Entidade Privada:</u> Energética Saudades S/A.	Não
	<u>Entidade Privada:</u> Companhia Energética Rio das Flores	
	<u>Entidade Privada:</u> Enerbio Consultoria Ltda	
(*) De acordo com as modalidades e procedimentos do MDL, à época de tornar o DCP-MDL público, no estágio de validação, uma Parte envolvida pode ou não ter dado sua aprovação. À época do pedido de registro, é exigida a aprovação da(s) Parte(s) envolvida(s).		

As informações detalhadas para contato com a(s) parte(s) e com as entidades públicas/privadas envolvidas na atividade de projeto estão relacionadas no Anexo 1.

A.4. Descrição técnica da atividade do projeto de pequena escala:

A.4.1. Localização da atividade do projeto de pequena escala:

A.4.1.1. Parte(s) anfitriã(s):

Brasil.

A.4.1.2. Região/Estado/Província, etc.:

Região: Sul do Brasil

Estado: Santa Catarina.

A.4.1.3. Cidade/Município/Comunidade, etc.:

PCH Barra Escondida - Município de Saudades.

PCHs Bandeirante e Prata - Município de Bandeirante.

PCH Belmonte – Município de Belmonte.

A.4.1.4. Detalhes da localização física, inclusive as informações que permitem a identificação exclusiva desta(s) atividade(s) do projeto de pequena escala:

A implantação das PCHs Bandeirante, Barra Escondida, Belmonte e Prata serão realizadas no Estado de Santa Catarina, região sul do Brasil.

A PCH Barra Escondida será implantada no município de Saudades, na bacia do Rio Uruguai, sub-bacia 73, no rio Saudades. As coordenadas do empreendimento são Latitude 26°54'14" Sul e longitude 53°01'47" Oeste.

A PCH Belmonte será construída no Rio das Flores, município de Belmonte, situada nas coordenadas 26°50'00" Sul e 53°40'00" Oeste.

As PCHs Bandeirante e Prata serão construídas também no Rio das Flores, no município de Bandeirante. A PCH Bandeirante estará situada nas coordenadas 26°47'58" Sul e 53°40'00" Oeste e a PCH Prata, nas coordenadas 26°45'45" Sul e 53°39'56" Oeste.

Os acessos às plantas das PCHs poderão ser realizados conforme descrição abaixo:

- PCH Prata – O acesso à região da PCH faz-se a partir da cidade de São Miguel do Oeste, percorrendo 16 km de rodovia pavimentada até o município de Bandeirante, seguindo pelo acesso secundário, rumo a oeste, até a comunidade de Prata.
- PCH Belmonte – O acesso à região da PCH faz-se a partir da cidade de São Miguel do Oeste, percorrendo 13 km de rodovia pavimentada até o município de Descanso, seguindo em direção oeste até o município de Belmonte. Seguindo de Belmonte, por estrada vicinal não pavimentada em um trecho de 9,5km, chega-se ao local do empreendimento a 2,76km da foz do Rio das Flores.
- PCH Bandeirante – O acesso se faz partindo também de São Miguel do Oeste, percorrendo 16km de rodovia pavimentada em direção a Bandeirante. A partir daí, seguindo na direção sul, em um trecho de 3,2km por estrada vicinal, chega-se ao local de aproveitamento.
- PCH Barra Escondida – O acesso ao município de Saudades pode ser feito pela rodovia SC-469, a 11 Km da BR-282, no oeste do Estado, com entrada na cidade de Pinhalzinho. A partir de Saudades, o acesso a PCH é feito através de estrada de terra.

Mapa 1 – Localização do Projeto Estelar:

A.4.2. Tipo, categoria(s) e tecnologia a ser empregada do atividade do projeto de pequena escala:
--

O Projeto Estelar se enquadra na categoria I.D, utilizada para projetos que utilizem tecnologias de energia renovável para fornecimento de eletricidade a uma rede.

As PCHs Bandeirante, Belmonte e Prata, e a PCH Barra Escondida utilizarão o potencial hidráulico do rio das Flores e do rio Saudades, respectivamente, para gerar eletricidade com uma capacidade total instalada de 11,85 MW. As PCHs do Projeto Estelar são usinas a fio d'água com pequenos reservatórios.

A tabela abaixo apresenta os principais parâmetros técnicos das PCHs:

Tabela 2: Características Técnicas das PCHs Bandeirante, Barra Escondida, Belmonte e Prata.

Características Técnicas	PCH Bandeirante	PCH Barra Escondida	PCH Belmonte	PCH Prata
Potência Instalada (MW)	3,0	2,25	3,6	3,0
Área do Reservatório (km ²)	0,183	0,0551	0,420	0,155
Energia Assegurada (MW)	1,76	1,25	2,02	1,68
Turbinas				
Quantidade	2	2	2	2
Tipo	Francis Dupla	Francis Dupla	Kaplan Tubular	Francis Dupla
Potência Nominal (MW)	1,563	1,125	1,865	1,563
Rendimento Máximo	92%	93,5%	92%	92%
Geradores				
Potência Unitária Nominal (MVA)	1,66	1,25	1,66	1,66
Fator de Potência	0,9	0,9	0,9	0,9
Barragem				
Tipo	Concreto	Concreto Gravidade e Solo Compactado	Concreto	Concreto
Altura Máxima (metros)	10	7	16	10

Casa de Força				
Tipo	Abrigada	Abrigada	Abrigada	Abrigada

Os equipamentos e tecnologias a serem utilizados no projeto serão desenvolvidos no Brasil e já foram aplicados de forma bem sucedida a projetos semelhantes no país e no mundo. A tecnologia empregada no projeto é bem estabelecida no setor, já que as turbinas Francis e Kaplan são as mais utilizadas em projetos hidrelétricos no mundo. A implantação dos empreendimentos também será responsabilidade de empresas nacionais, proporcionando dessa forma o desenvolvimento e o emprego da mão de obra nacional.

A.4.3 Total estimado de reduções nas emissões durante o período de créditos escolhido:

Usando o fator de emissão da linha de base mensal calculado conforme apresentado no item B.6 e no Anexo 3 deste DCP, a implementação completa do Projeto Estelar interligado ao Sistema Interligado Brasileiro irá gerar uma redução total de **69.939 tCO₂e** durante o primeiro período de 7 anos, descritos na tabela abaixo:

Tabela 3: Estimativa de redução nas emissões do Projeto Estelar

Ano	Redução de Emissão Estimada Anual (tCO₂e)
*2010	4.353
2011	10.411
2012	10.679
2013	10.679
2014	10.679
2015	10.679
2016	10.679
2017	1.780
Total de Reduções Estimadas (tCO₂e)	69.939
Total de Anos de Crédito	7
Média anual durante o primeiro período de crédito (tCO₂e)	9.991

- * Previsão do início do período de créditos: Março/2010.
- Previsão de entrada em operação das PCHs: PCH Barra Escondida – Dezembro/2008; PCH Prata – Março/2010; PCH Bandeirante – Novembro/2010 e PCH Belmonte – Fevereiro/2011;
- A Estimativa de Reduções de Emissões do projeto pressupõe a geração de energia assegurada das PCHs, conforme a tabela 2 do item A.4.2.

A.4.4 Financiamento público da atividade de projeto de pequena escala:

Nenhum financiamento público foi solicitado por partes envolvidas do anexo I para as atividades do projeto de MDL.

A.4.5 Confirmação de que a atividade do projeto de pequena escala não faz parte do desmembramento da atividade de um projeto de grande escala:

De acordo com o Apêndice C para as Modalidades e Procedimentos Simplificadas para atividades de projetos de MDL de pequena escala, o projeto de pequena escala é considerado uma parte de um projeto maior se houver uma atividade de projeto de MDL de pequena escala registrada ou uma aplicação para registrar outra atividade de projeto de pequena escala:

- Com os mesmos participantes do projeto;
- Na mesma categoria de projeto e tecnologia;
- Registrada com 2 anos previamente; e
- Se o limite de projeto estiver a 1 km da atividade de projeto de pequena escala proposta no ponto mais próximo.

Em relação ao Projeto Estelar, não existe outra atividade de projeto de pequena escala que se enquadre nos critérios acima mencionados, portanto, a atividade de projeto proposta não é um componente deslocado de uma atividade de projeto maior.

Mais informações: http://cdm.unfccc.int/EB/036/eb36_repan27.pdf

SEÇÃO B. Aplicação de uma metodologia de linha de base e de monitoramento

B.1. Título e referência da metodologia de linha de base aprovada e do monitoramento aplicados à atividades do projeto de pequena escala:

- Versão 13 da Categoria I.D. – Geração de eletricidade renovável conectada à rede.
- Versão 01.1 da “Tool to calculate the emission factor for an electricity system”.

Para mais informações : <http://cdm.unfccc.int/methodologies/SSCmethodologies/approved.html>

B.2 Justificativa da escolha da categoria do projeto:

A metodologia I.D se aplica às atividades de projetos de geração de energia renovável conectada à rede. Dessa forma, o Projeto Estelar pode ser enquadrado na categoria I.D., porque apresenta as seguintes características:

- A atividade de projeto consiste no fornecimento de energia hidrelétrica limpa ao Sistema Interligado Nacional Brasileiro através da implantação e operação das pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) Bandeirante, Barra Escondida, Belmonte e Prata, deslocando, dessa forma energia gerada a partir de combustíveis fósseis que ocorreriam na ausência do projeto.
- A atividade de projeto possui potência instalada total de 11,85 MW, não ultrapassando os 15 MW de potência máxima, limite estipulado para o enquadramento de um projeto como projeto de pequena escala..

B.3. Descrição dos limites do projeto:

Segundo a metodologia I.D, o limite do projeto de geração de energia renovável conectada à rede compreende a área físico-geográfica da fonte de geração de energia renovável. Dessa forma, os limites do projeto Estelar se restringem à área físico-geográfica de localização das PCHs.

Como as PCHs estarão conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN), uma breve descrição sobre o SIN pode ser realizada para efeitos ilustrativos. O Sistema Interligado Nacional Brasileiro é gerenciado pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico), o qual é responsável por todas as atividades relativas ao planejamento da operação. O ONS tradicionalmente subdivide o Sistema Interligado Nacional em quatro Subsistemas interconectados entre si: o Subsistema Sul, o Subsistema Centro-Oeste/Sudeste, o Subsistema Norte e o Subsistema Nordeste. Esses Subsistemas guardam relação com as regiões geográficas brasileiras: Região Sul, Regiões Centro Oeste/Sudeste, Região Norte e Região Nordeste, respectivamente.

Em função da real disponibilidade de oferta e do comportamento de consumo em cada região, o ONS estabelece políticas de intercâmbio inter-regionais de energia, além de medidas excepcionais de despacho de geração térmica, caso os níveis de armazenamento de água venham a se reduzir significativamente e tendam a violar as curvas de segurança. Essas condições são monitoradas permanentemente e divulgadas aos agentes do setor elétrico.

Em maio de 2008, através da Resolução nº 8, AND brasileira definiu que o Sistema Interligado Nacional deve ser considerado como um Sistema de Eletricidade Único e que essa configuração é válida para efeitos de cálculo dos fatores de emissão de CO₂ usados para estimar as reduções de emissão de gases de efeito estufa de projetos de MDL de geração de energia conectada à rede interligada nacional.

B.4. Detalhes da linha de base e o seu desenvolvimento:

Linha de Base

A linha de base do componente do projeto relacionado à geração de energia renovável conectada à rede é o kWh produzido pela unidade de geração renovável multiplicado por um coeficiente de emissão (medido em kg CO₂e/kWh) calculado de uma maneira transparente e conservadora de acordo com uma Margem Combinada (CM), resultante de uma combinação da margem de operação (OM) e da margem de construção de acordo com os procedimentos descritos na “Ferramenta para Calcular o Fator de Emissão para um Sistema de Eletricidade”.

As emissões de linha de base (BE_y) resultantes da eletricidade fornecida e/ou não consumida da rede é calculada, como se segue:

$$BE_y = EG_y * EF_{grid,CM,y} \quad \text{Equação 1}$$

Onde:

BE_y = Emissões de Linha de Base em um ano y (tCO₂e/ano);

EG_y = Eletricidade fornecida pela atividade de projeto para a rede (MWh)

EF_{grid,CM,y} = Fator de emissão de Linha de Base, utilizando “ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade”.

O fator de emissão de linha de base (EF_{grid,CM,y}) é calculado como a média ponderada do fator de emissão de margem de operação e fator de emissão de margem de construção, conforme descrito abaixo:

$$EF_{grid,CM,y} = EF_{grid,OM,y} \times W_{OM} + EF_{grid,BM,y} \times W_{BM} \quad \text{Equação 2}$$

Onde:

EF_{grid, BM,y} = Fator de emissão de CO₂ da Margem de Construção de no ano y (tCO₂e/ MWh);

EF_{grid, OM,y} = Fator de emissão de CO₂ da Margem de Operação de no ano y (tCO₂e/ MWh);

W_{OM} = Peso do fator de emissão da Margem de Operação (%);

W_{BM} = Peso do fator de emissão da Margem de Construção (%).

Cálculo do EFgrid, OM,y e do EFgrid, BM,y

Segundo a “Ferramenta para Calcular o Fator de Emissão para um Sistema de Eletricidade”, caso a AND (Autoridade Nacional Designada) do país hospedeiro do projeto tenha publicado um delineamento sobre sistema de eletricidade do projeto e sobre sistema de eletricidade conectado estes delineamentos devem ser utilizados.

Dessa forma, em maio de 2008, a AND brasileira definiu que o Sistema Interligado Nacional deve ser considerado como um Sistema de Eletricidade Único e que essa configuração será válida para efeitos de cálculo dos fatores de emissão de CO₂ usados para estimar as reduções de emissão de gases de efeito estufa de projetos de MDL de geração de energia conectada à rede interligada nacional.

A partir desse momento, a Autoridade Nacional Designada Brasileira começou a publicar os fatores de emissão de margem de operação através do método de análise de despacho e os fatores de emissão de margem de construção para o Sistema Elétrico Brasileiro, seguindo a ferramenta metodológica de cálculo de fator de emissão para um sistema de eletricidade, aprovada pelo Conselho Executivo do MDL e publicada no Anexo 12 do Relatório do CE 35.

Os Fatores de Emissão de CO₂ resultantes da geração de energia elétrica verificada no Sistema Interligado Nacional (SIN) do Brasil são calculados a partir dos registros de geração das usinas despachadas centralizadamente pelo ONS. A sistemática de cálculo foi elaborada através de um trabalho conjunto do ONS, do Ministério das Minas e Energia (MME) e do Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT).

Como para o cálculo do fator de emissão da margem de operação através da análise de despacho, a Autoridade Nacional Designada Brasileira utiliza os dados de despacho da geração despachada centralmente pelo ONS, esse dado deverá ser atualizado anualmente durante o monitoramento.

O Fator de Emissão da Margem de Construção deve ser atualizado anualmente, *ex-post*, incluindo aquelas usinas construídas no ano do registro da atividade do projeto ou, se a informação do ano do registro ainda não estiver disponível, incluindo aquelas usinas construídas no ano mais recente do qual a informação está disponível. Para o segundo período de creditação, o fator de emissão da margem de construção deve ser calculado *ex-ante*. Para o terceiro período de creditação, o fator de emissão da margem de construção calculado para o segundo período de creditação deve ser utilizado.

O fator de emissão da margem de construção para o ano de 2007 foi utilizado para a estimativa *ex-ante* da geração de RCEs, já que são os dados mais recentes disponíveis.

B.5. Descrição de como as emissões antrópicas de gases de efeito estufa por fontes serão reduzidas para níveis inferiores aos que teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto de pequena escala registrada:

Como a data de início da atividade de projeto é anterior a 2 de Agosto de 2008 e a data de início é prévia à data de publicação do PDD para consulta aos Stakeholders globais, os participantes do projeto devem provar que o MDL foi seriamente considerado na decisão de prosseguir com a atividade do projeto.

Está descrito abaixo as evidências da preocupação dos participantes do projeto com o MDL previamente à data de início da atividade do projeto e as ações que foram tomadas para garantir o status de MDL.

- A Ata de Reunião do Conselho de Diretores de 01 de Dezembro de 2007 (item 18) mostra que o MDL foi seriamente considerado. Esta minuta estabelece que a Companhia deveria contratar uma empresa de consultoria para desenvolver o projeto de crédito de carbono para possibilitar

receitas futuras para adequar a situação econômica do projeto com taxas de retorno do mercado e tornar o projeto viável.

- A partir desta data, os empreendedores começaram a buscar desenvolvedores de projetos no Mercado brasileiro através de e-mails e ligações telefônicas. Uma das empresas consultadas foi a Enerbio Consultoria;
- Na Ata de Reunião do Conselho de Diretores de 06 de Maio de 2008 (item 7), foi estabelecida a necessidade de avaliação de propostas para desenvolvimento do projeto de crédito de carbono;
- Em 25 de Junho de 2008, a Enerbio Consultoria enviou propostas para os empreendedores;
- Em 26 de Junho de 2008, a Enerbio Consultoria enviou um email para os empreendedores requerendo informações para desenvolver o DCP;
- Em 01 de julho de 2008, a Enerbio Consultoria e os Empreendedores (Energética Saudades e Energética Rio das Flores) assinaram contrato que estabelece que a Enerbio Consultoria tenha a responsabilidade de desenvolver o projeto de MDL e negociar os RCEs. Uma cópia de algumas páginas deste contrato, onde o objeto e a data de assinatura podem ser visualizadas foi fornecida à EOD;
- Em 24 de Julho, Enerbio Consultoria enviou um email requerendo propostas de EODs para validar o projeto de MDL;
- Em 15 de Agosto de 2008, os participantes do projeto aceitaram a proposta do Veritas Certification Holding SA para executar o processo de validação.

Todas as minutas e e-mails mencionados foram fornecidos à EOD.

O Anexo A do Apêndice B das Modalidades e Procedimentos Simplificados para Atividades de Projeto de MDL de Pequena Escala estabelece que os participantes do projeto devem fornecer uma explanação para mostrar que a atividade de projeto não ocorreria devido à no mínimo uma das seguintes barreiras:

- (a) Barreiras de Investimento: Uma alternativa financeiramente mais viável à atividade de projeto proporcionaria maiores emissões;
- (b) Barreiras Tecnológicas: Uma alternativa menos avançada tecnologicamente que a atividade de projeto envolvendo menores riscos devido à incertezas de performance ou pequenos percentuais de mercado da nova tecnologia adotada para a atividade do projeto proporcionaria maiores emissões;
- (c) Barreiras devido às práticas predominantes: a prática prevalecente, ou as regulamentações existentes ou as políticas de requerimentos teriam conduzido a uma implementação de tecnologia com emissões mais elevadas.
- (d) Outras barreiras: sem a atividade de projeto, por outra razão específica identificada pelo participante de projeto, como barreiras institucionais ou informação limitada, recursos administrativos, capacidade de organização, recursos financeiros, ou capacidade de absorver novas tecnologias, as emissões teriam sido mais elevadas.

Antes de analisar as barreiras enfrentadas pelo Projeto Estelar, faz-se necessário descrever os cenários alternativos que provavelmente aconteceriam na ausência da atividade de projeto.

As alternativas realistas à atividade de projeto compreendem:

- A continuidade da situação atual, com a eletricidade sendo gerada pela atual composição de geração do Sistema Interligado Nacional, mais especificamente do Subsystema Sul;
- A construção de novas usinas termelétricas;
- A implementação do projeto sem os incentivos do MDL.

Para fornecer uma visão ampla dos cenários alternativos à atividade do projeto, é válido traçar um panorama do setor elétrico brasileiro atual e sua projeção para o futuro.

Segundo a Aneel², a capacidade instalada de geração de energia existente no Brasil em julho de 2008 se apresentava conforme tabela abaixo:

Tabela 4: Capacidade de Geração do Brasil – Empreendimentos em Operação

Empreendimentos em Operação		
Tipo	Potência (kW)	%
CGH	115.302	0,11
EOL	247.050	0,24
PCH	2.098.933	2,08
SOL	20	0
UHE	75.066.931	74,04
UTE	21.837.506	21,54
UTN	2.007.000	1,98
Total	101.382.742	100

Legenda para tabela 4:

- *CHG: Central Geradora Hidrelétrica (Potência Instalada menor que 1 MW)*
- *EOL: Central Geradora Eolielétrica*
- *PCH: Pequena Central Hidrelétrica (Potência Instalada maior que 1 MW e menor que 30 MW)*
- *UHE: Usina Hidrelétrica de Energia (Potência Instalada maior que 30 MW)*
- *UTE: Usina Termelétrica de Energia*
- *UTN: Usina Térmica Nuclear*
- *SOL: Usina Solar*

Através da análise da tabela 4, pode-se perceber que apenas 2,08% da potência instalada do país são geradas através de pequenas centrais hidrelétricas e que os principais tipos de empreendimentos responsáveis pela maior parcela de contribuição da potência instalada do país são: as usinas hidrelétricas de grande porte (74,04%) e as usinas termelétricas (21,54%).

A grande maioria das Usinas Hidrelétricas (UHEs) foram implantadas através de investimentos estatais, quando o setor elétrico ainda era centralmente regulado. Elas apresentam a característica de utilizar grandes áreas de reservatório com altos impactos sócio-ambientais, pelo fato que a legislação brasileira no passado ainda ser muito branda no que tange à implantação de empreendimentos de geração de energia.

No caso da geração de energia termelétrica, conforme a tabela 5³ pode-se perceber que 75,77% dos combustíveis utilizados no Brasil são de origem fóssil, que emitem quantidade maior de gases do efeito estufa.

Tabela 5: Fontes de Energia Exploradas no Brasil

Classe de Combustíveis Utilizados no Brasil – Empreendimentos em Operação			
Combustível	Quantidade	Potência (kW)	%
Biomassa	296	4.380.597	20,11
Fóssil	698	16.525.582	75,77
Outros	22	899.328	4,12
Total	1016	21.837.507	100,00

As tabelas 4 e 5 apresentam dados atuais da matriz energética nacional. Em 2006, o Ministério de Minas e Energia do Brasil elaborou o Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica para o período 2006 a

² Fonte: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp> (30/07/2008).

³ Fonte: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/Combustivel.asp> (30/07/2008)

2015, estabelecendo três cenários possíveis, baseados na projeção de crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) do país. Adotou-se para efeito de análise, o cenário apontado pelo MME como mais provável a acontecer, chamado cenário de referência. Esse cenário de referência estima a necessidade de expansão do setor elétrico brasileiro.

A projeção do MME estima uma oferta adicional de 10.486 MW provenientes de Usinas Termelétricas. A projeção indica que 1.769 MW serão gerados a partir de empreendimentos que despacharão energia ao SIN através do Subsistema Sul. As plantas termelétricas projetadas para entrada em operação no Subsistema Sul no período 2006-2015 estão descritas abaixo:

Tabela 6: Plantas de Usinas Termelétricas Previstas no Plano Decenal de Expansão do Setor Elétrico a serem conectadas no Subsistema Sul Brasileiro

Usina	Potência (MW)	Combustível	Entrada em Operação
Canoas	250	Gás Natural	jan/08
Araucária	469	Gás Natural	dez/08
Jacuí	350	Carvão Mineral	dez/08
Candiota III	350	Carvão Mineral	dez/09
Carvão Indic. S	350	Carvão Mineral	dez/10
Total	1.769		

É importante salientar também que, atualmente existem no Brasil 8 centrais geradoras termelétricas, operando a partir de carvão mineral, totalizando uma potência instalada de 1.455 MW, conforme tabela⁴ a seguir.

Tabela 7: Usinas Termelétricas a Carvão em Operação no Brasil

Usina	Potência (MW)	Estado
Figueira	20	Paraná
Charqueadas	72	Rio Grande do Sul
Pres. Médici A e B	446	Rio Grande do Sul
São Jerônimo	20	Rio Grande do Sul
Jorge Lacerda I e II	232	Santa Catarina
Jorge Lacerda III	262	Santa Catarina
Jorge Lacerda IV	363	Santa Catarina
Alunorte	40	Pará
Total	1.455	

No Brasil, dos 8 empreendimentos termelétricos que geram energia a partir do carvão, 7 estão situados na região Sul, onde o Projeto Estelar está localizado.

Traçado um panorama da matriz energética atual do Brasil e sua perspectiva de futuro, pode-se com maior precisão traçar as barreiras enfrentadas pelo Projeto.

⁴ Fonte: Aneel - <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=15&idPerfil=2>

Barreiras

A primeira barreira enfrentada pelo projeto é a barreira financeira. A implementação da atividade de projeto sem os incentivos do MDL não se mostra viável financeiramente, já que o Custo Médio Ponderado de Capital das PCHs do Projeto Estelar estão consideravelmente acima das Taxas Internas de Retorno (TIR) das PCHs do Projeto.

O fluxo de caixa das PCHs do projeto e as principais premissas utilizadas nas projeções financeiras estão apresentados no Anexo 5 deste DCP.

As Taxas Internas de Retorno das PCHs do Projeto resultante dos Fluxos de Caixa apresentados no Anexo 5 apresentam os seguintes valores:

Tabela 8: Taxa Interna de Retorno do Projeto

PCH	Barra Escondida	Bandeirante	Belmonte	Prata
TIR do Projeto	10,17%	8,56%	8,74%	8,10%

WACC (Custo Médio Ponderado de Capital)

O custo médio ponderado de capital é calculado através da composição dos custos e do percentual de participação de cada fonte de capital na estrutura de capital do projeto. O custo médio ponderado de capital do Projeto Estelar foi calculado conforme a equação abaixo:

$$WACC = \frac{E}{V} * Re + \frac{D}{V} * Rd * (1 - Tc)$$

Equação 3

Onde:

E/V = Porcentagem de Capital Próprio na Estrutura de Capital;

Re = Custo de Capital Próprio;

D/V = Porcentagem de Capital de Terceiros na Estrutura de Capital;

Rd = Custo de Capital de Terceiros

Tc = Taxa de Imposto de Renda e de Contribuição Social no Brasil

Para cálculo do custo de capital próprio foi utilizado o método CAPM (Capital Assets Price Model), que indica a seguinte equação:

$$Re = Rf + \beta_i (ERP)$$

Equação 4

Onde:

Re = Custo de Capital Próprio;

Rf = Taxa de Retorno do Ativo Livre de Risco;

β_i = Coeficiente Beta;

ERP = Prêmio de Risco (Derivado de “Equity Risk Premium”);

Alguns teóricos e agências especializadas, como o Instituto Ibbotson recomendam adicionar ao custo de capital próprio um prêmio pelo tamanho para empresas de pequeno porte. Conservadoramente, esse prêmio pelo tamanho não será adicionado.

Para cálculo do custo de capital de terceiros foi utilizado o custo de financiamento estimado para cada empreendimento de acordo com a prática atual de financiamento do BNDES para empreendimentos de geração de energia no Brasil.

Para calcular o custo médio ponderado de capital foram utilizadas as seguintes premissas:

Custo de Capital Próprio:

Para calcular o custo de capital próprio de cada PCH, utilizando equação 3, foram adotados os seguintes parâmetros:

- R_e = Custo de Capital Próprio;
- R_f = Média da Taxa de Retorno do Título do Tesouro Americano (T-Bond) entre 1997 e 2007⁵ + Média do Risco Brasil entre 2003 e 2007⁶ + Média do ajuste entre a Inflação Americana⁷ e a Inflação Brasileira⁸ no período entre os anos de 2003 a 2007;
- β_i = Beta do Projeto. Para cálculo do Beta do Projeto, foram utilizados os seguintes passos: 1º Passo - Obteve-se o Beta Alavancado entre o Índice de Energia Elétrica (IEE)⁹ e o Índice Bovespa (Ibovespa)¹⁰ para o período 2003 a 2007; 2º Passo – O Beta foi Desalavancado de acordo com a estrutura de capital média das empresas que compõe o IEE¹¹; 3º Passo - O Beta Desalavancado foi Realavancado de acordo com a Estrutura de Capital do projeto. Esse Beta Realavancado foi utilizado no cálculo do custo de capital próprio para cada PCH do Projeto Estelar.
- ERP = Prêmio de Risco para Investimento de Capital Próprio no Brasil, calculado pelo professor Aswath Damodaran com base em dados da Standard & Poors¹².

A tabela abaixo apresenta os valores utilizados para o cálculo do custo de capital próprio de cada PCH

⁵Fonte: Baseado em dados do Standard & Poors, disponível em "Historical Returns on Stocks, Bonds and Bills - United States" da Seção "Updated Data" do site <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

⁶ Calculado através da média do Índice EMBI + Brasil, disponível em: <http://www.cbonds.info/index/search.php>

⁷Para mensurar a inflação americana foi utilizado o índice CPI – U. Disponível: <ftp://ftp.bls.gov/pub/special.requests/cpi/cpiiai.txt>

⁸ Para mensurar a inflação brasileira foi utilizado o índice IPCA. Disponível em: http://pt.wikipedia.org/wiki/Infla%C3%A7%C3%A3o#Hist.C3.B3rico_do_Quadro_Inflacion.C3.A1rio_no_Brasil

⁹ O Índice de Energia Elétrica é composto pelas ações das empresas mais representativas do setor de energia elétrica listadas na Bolsa de Valores de São Paulo. Fonte do dado: Bolsa de Valores de São Paulo. Disponível em: <http://www.bovespa.com.br/Mercado/RendaVariavel/Indices/FormConsultaAnuaisFechDia.asp?Indice=IEE>

¹⁰ Índice calculado pela Bolsa de Valores de São Paulo que reflete o desempenho médio das cotações o mercado de ações brasileiro. As ações integrantes da carteira teórica do Índice Bovespa respondem por mais de 80% do número de negócios e do volume financeiro negociado no mercado à vista da Bolsa de Valores de São Paulo. Fonte: Bolsa de Valores de São Paulo. Disponível em: <http://www.bovespa.com.br/Mercado/RendaVariavel/Indices/FormConsultaApresentacaoP.asp?indice=Ibovespa>

¹¹ A fonte do dado das empresas que compõem o IEE e suas estruturas de capitais foi a Bolsa de Valores de São Paulo. Disponível em: <http://www.bovespa.com.br/Mercado/RendaVariavel/Indices/FormConsultaCarteiraP.asp?Indice=IEE>

¹² Disponível em <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

Tabela 9: Valores Utilizados no Cálculo do Custo de Capital Próprio de cada PCH do Projeto Estelar

Parâmetros	PCH Barra Escondida	PCH Belmonte	PCH Bandeirante	PCH Prata
Capital Próprio	R\$ 2.819.700,00	R\$ 4.550.000,00	R\$ 3.900.000,00	R\$ 4.920.000,00
Capital de Terceiros	R\$ 6.579.300,00	R\$ 13.650.000,00	R\$ 11.700.000,00	R\$ 11.480.000,00
Impostos (IR + Contribuição Social)	34%	34%	34%	34%
Beta Alavancado	0,92	0,92	0,92	0,92
β Desalavancado	0,62	0,62	0,62	0,62
Beta Alavancado - Estrutura de Capital do Projeto	1,56	1,83	1,83	1,56
Taxa Livre de Risco (Média T-Bond Americano)	6,71%	6,71%	6,71%	6,71%
Risco Brasil (Média do Risco País) - (EMBI+BR)	3,14%	3,14%	3,14%	3,14%
Prêmio de Risco	7,79%	7,79%	7,79%	7,79%
Ajuste da Inflação	2,92%	2,92%	2,92%	2,92%
CAPM	24,95%	27,06%	27,06%	24,95%

Custo de Capital Terceiros:

O custo do capital de terceiros do Projeto Estelar está baseado nos custos de financiamento praticado para projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas no Brasil através de financiamento do BNDES e repasse através de agente local. O custo de financiamento de empréstimos do BNDES usualmente é indexado à Taxa de Juros de Longo Prazo (6,25% a.a.) + spread do BNDES + spread do Banco repassador. Para a PCH Barra Escondida, os empreendedores estimam um Spread Total de 4,0%, resultando em um custo total de 10,25% a.a. Para as PCHs Bandeirante, Belmonte e Prata, os participantes do projeto estimam uma queda de 0,5% no spread requerido pelos agentes financeiros, resultando em um custo total de 9,75% de financiamento para essas PCHs.

Custo Médio Ponderado de Capital:

A tabela abaixo apresenta o cálculo do WACC das PCHs do Projeto Estelar.

Tabela 10: Composição do Custo Médio Ponderado de Capital do Projeto Estelar

Parâmetros	PCH Barra Escondida	PCH Belmonte	PCH Bandeirante	PCH Prata
% de Capital Próprio	30%	25%	25%	30%
Custo de Capital Próprio	24,95%	27,06%	27,06%	24,95%
% de Capital de Terceiros	70%	75%	75%	70%
Custo de Capital de Terceiros	10,25%	9,75%	9,75%	9,75%
Imposto de Renda + Contribuição Social	34%	34%	34%	34%
WACC	12,22%	11,59%	11,59%	11,99%

Dessa forma, percebe-se que a Taxa Interna do Projeto das PCHs do Projeto Estelar são inferiores ao WACC de cada PCH, evidenciando que as PCHs do Projeto Estelar não são atrativas financeiramente sem os incentivos do MDL. Portanto as receitas provenientes da venda de Reduções Certificadas de Emissões são primordiais à atratividade financeira do projeto e a seu desenvolvimento.

Dessa forma, uma alternativa financeiramente mais viável à atividade de projeto, que seria não desenvolver a atividade de projeto proporcionaria maiores emissões através da (i) a continuidade da situação atual, com a eletricidade sendo gerada pela atual composição de geração do Sistema Interligado Nacional, mais especificamente do Subsistema Sul ou (ii) da construção de novas usinas termelétricas na região Sul.

Para confirmar o quão sólida é a análise de investimento, os participantes do projeto apresentam abaixo a análise de sensibilidade para cada um dos cenários que colaboram para o aumento da atratividade financeira e econômica do projeto, variando os mais importantes parâmetros para o fluxo de caixa de cada PCH: (i) o preço da eletricidade e; (ii) o montante total de investimento.

Tabela 11: Análise de Sensibilidade das PCHs do Projeto Estelar

VARIACIONES NO PREÇO DE ENERGIA								
Situação Projetada	Preço do MWh - PCH Barra Escondida	Preço do MWh - PCH Bandeirante	Preço do MWh - PCH Belmonte	Preço do MWh - PCH Prata	TIR do Projeto PCH Barra Escondida	TIR do Projeto PCH Bandeirante	TIR do Projeto PCH Belmonte	TIR do Projeto PCH Prata
0%	R\$ 124,99	R\$ 140,00	R\$ 140,00	R\$ 140,00	10,17%	8,56%	8,74%	8,10%
5%	R\$ 131,24	R\$ 147,00	R\$ 147,00	R\$ 147,00	10,89%	9,25%	9,43%	8,76%
8%	R\$ 134,99	R\$ 151,20	R\$ 151,20	R\$ 151,20	11,32%	9,66%	9,84%	9,14%
10%	R\$ 137,49	R\$ 154,00	R\$ 154,00	R\$ 154,00	11,61%	9,93%	10,11%	9,40%
VARIACIONES NO MONTANTE TOTAL DO INVESTIMENTO								
Situação Projetada	Investimento PCH Barra Escondida (R\$ Mil)	Investimento PCH Bandeirante (R\$ Mil)	Investimento PCH Belmonte (R\$ Mil)	Investimento PCH Prata (R\$ Mil)	TIR do Projeto PCH Barra Escondida	TIR do Projeto PCH Bandeirante	TIR do Projeto PCH Belmonte	TIR do Projeto PCH Prata
0%	R\$ 9.399	R\$ 15.600	R\$ 18.200	R\$ 16.400	10,17%	8,56%	8,74%	8,10%
-5%	R\$ 8.929	R\$ 14.820	R\$ 17.290	R\$ 15.580	10,86%	9,19%	9,37%	8,72%
-8%	R\$ 8.647	R\$ 14.352	R\$ 16.744	R\$ 15.088	11,30%	9,60%	9,78%	9,11%
-10%	R\$ 8.459	R\$ 14.040	R\$ 16.380	R\$ 14.760	11,61%	9,88%	10,07%	9,39%

A análise de sensibilidade confirma que as PCHs do Projeto Estelar não são atrativas financeiramente pois suas Taxas Internas de Retorno são inferiores ao Custo Médio Ponderado de Capital para todos os cenários analisados.

(C) Barreiras devido às práticas predominantes

Como visto na descrição da matriz energética brasileira atual e na projeção de futuro estabelecida pelo Ministério de Minas e Energia Brasileiro, há um claro predomínio de grandes usinas hidrelétricas e de usinas termelétricas a combustíveis fósseis na matriz energética nacional.

Segundo o Atlas de Energia Elétrica do Brasil¹³, a geração de energia hidrelétrica no Brasil é constituída essencialmente por grandes empreendimentos. De acordo com este estudo, as 23 Centrais Hidrelétricas do país com capacidade de geração superior a 1.000 MW correspondem à 71,4% de sua capacidade instalada. Empreendimentos desse porte apresentam, pela sua capacidade de geração e conseqüente capacidade de geração de receitas, uma grande viabilidade econômica.

Ainda segundo a Aneel no estudo acima citado¹⁴, historicamente o aproveitamento de potenciais hidráulicos no Brasil para a geração de energia elétrica exigiu a formação de grandes reservatórios e inundação de grandes áreas alagadas. Essas construções utilizavam, na maioria dos casos, reservatórios de acumulação de água e regularização de vazões que provocavam alterações nos regimes das águas e a formação de microclimas, favorecendo, prejudicando ou até mesmo extinguindo certas espécies.

Percebe-se também que apenas 1 (um) empreendimento do total de empreendimentos termelétricos a carvão natural do país estão localizados fora da região Sul do país. Além disso, segundo o Atlas de Energia Elétrica do Brasil¹⁵, mais de 90% das reservas nacionais de carvão mineral do país concentram-se na região Sul, região onde as PCHs do Projeto Estelar estão localizados.

Outro fator que deve ser destacado é que, analisando o histórico do setor elétrico brasileiro, verifica-se que no passado, a legislação brasileira não incorporava a variável ambiental no planejamento do setor

¹³ Atlas de Energia Elétrica do Brasil / Agência Nacional de Energia Elétrica, Página 32. – Brasília: ANEEL, 2002.

¹⁴ Atlas de Energia Elétrica do Brasil / Agência Nacional de Energia Elétrica, Página 45-46. – Brasília: ANEEL, 2002.

¹⁵ Atlas de Energia Elétrica do Brasil, ANEEL, 2002

elétrico nacional. Porém, diante de indesejáveis impactos sócio-ambientais decorrentes da implantação de empreendimentos hidrelétricos, uma série de exigências legais que visam evitar e mitigar os efeitos ambientais desse tipo de projeto tornaram-se exigências do poder concedente e dos órgãos legislativos. Com isso, novos investimentos, na implantação dos empreendimentos hidrelétricos no Brasil, são exigidos aos investidores.

A PCHs do Projeto Estelar são empreendimentos com pequena capacidade instalada e pequena capacidade de geração de energia firme/assegurada, não se assemelhando, portanto, às grandes obras hidrelétricas nacionais e não possuindo, portanto, o enorme potencial de receitas desse tipo de empreendimento. Além disso, a PCHs do Projeto Estelar são usinas a fio d'água com baixos impactos ambientais e que consideram em seu planejamento uma série de investimentos em programas e ações ambientais que não existiam quando ocorrera a implantação de grande maioria das usinas hidrelétricas da região Sul do país.

Dessa forma, a implantação desse projeto não conta com vultuosas receitas como os grandes empreendimentos hidrelétricos brasileiros e possui impactos ambientais mínimos que demandam investimento e, por essas características, seu fluxo de caixa apresenta taxas de retorno abaixo de taxas referenciais do mercado e a receita proveniente da venda de reduções certificadas de emissões se torna importante para viabilizar o projeto.

O fato de projetos nessa configuração, sem o adicional de receitas provenientes da comercialização das reduções certificadas de emissões, não serem atrativos do ponto de vista financeiro e não serem cenário comum no país pode ser comprovado através da criação pelo Governo Federal através da Lei nº 10.438, em 26 de abril de 2002, do Programa PROINFA.

O PROINFA é um Programa Governamental que busca incentivar do ponto de vista financeiro o desenvolvimento de empreendimentos que utilizem tecnologias renováveis, devido às dificuldades de financiamento, do oferecimento de garantias aos financiadores e da necessidade de investimentos considerados razoáveis para pequenas organizações. Dessa maneira, o Governo Federal tenta incentivar projetos através de linhas de financiamento diferenciadas, além de garantias de receitas mínimas através do compromisso do estabelecimento de contratos de compra de energia de longo prazo (PPAs), a serem firmados com a sociedade de economia mista, Eletrobrás, que assegurará ao empreendedor uma receita mínima de 70% da energia contratada durante o período de financiamento e proteção integral quanto aos riscos de exposição do mercado de curto prazo. Os contratos têm duração de 20 anos e envolvem projetos selecionados que deveriam entrar em operação até dezembro de 2006. Os projetos de pequenas centrais hidrelétricas são um dos tipos de projetos elegíveis à participação no PROINFA.

As PCHs Bandeirante, Barra Escondida, Belmonte e Prata não participam do PROINFA e consideraram dessa forma as receitas provenientes da comercialização de reduções certificadas de emissões como um fator importante para realizar o investimento.

Com isso, a organização tem que lidar com as dificuldades inerentes aos pequenos agentes do setor elétrico brasileiro, como: (i) o pequeno poder de atração aos potenciais compradores; diante da pequena quantidade de energia elétrica a ser produzida e comercializada, (ii) o excesso de garantias exigidas pelos bancos financiadores de longo prazo que comprometem a liquidez financeira da empresa, (iii) a burocracia inerente ao processo de construção de uma pequena central hidrelétrica, desde seu início até a efetiva entrada em operação das mesmas.

Além disso, o percentual em termos de potência instalada dos empreendimentos semelhantes ao Projeto Estelar na matriz energética do estado de Santa Catarina é muito pequeno, conforme tabela abaixo:

Tabela 12: Capacidade de Geração no estado de Santa Catarina¹⁶

Empreendimentos em Operação		
Tipo	Potência (kW)	%
CGH	22.393	0,40
EOL	14.400	0,26
PCH	191.973	3,45
UHE	4.329.352	77,74
UTE	1.011.136	18,16
Total	5.569.254	100

Dessa forma, através dos dados e informações apresentadas, percebe-se que a implantação de Pequenas Centrais Hidrelétricas não é prática predominante no país, não se configurando como o cenário comum da matriz energética do país e da região.

A não implantação das PCHs do Projeto Estelar ocasionaria ou (i) a continuidade da situação atual, com a eletricidade sendo gerada pela atual composição de geração do Sistema Interligado Nacional, mais especificamente do Subsistema Sul (com grande presença de termelétricas), ou (ii) a construção de novas usinas termelétricas. Dessa forma, a implantação das PCHs do Projeto Estelar proporciona reduções de emissões, as quais ocorreriam na ausência do Projeto.

B.6. Reduções de Emissão:

B.6.1. Explicação das escolhas metodológicas:

De acordo com a metodologia I.D., versão 13, se o equipamento de geração de energia é transferido de outra atividade ou para outra atividade, fugas devem ser consideradas. No caso do Projeto Estelar, novos equipamentos serão utilizados, produzidos para a atividade, portanto, não haverá fugas.

Emissões de Linha de Base

$$BE_y = E_{Gy} * EF_{grid,CM,y}$$

Equação 1

Onde:

BE_y = Emissões de Linha de Base em um ano y (tCO_2e/ano);

E_{Gy} = Eletricidade fornecida pela atividade de projeto para a rede (MWh)

$EF_{grid,CM,y}$ = Fator de emissão de CO_2 da Margem Combinada, calculada, utilizando a “tool to calculate an emission factor for an electricity system”.

Como mencionado anteriormente, as PCHs do Projeto Estelar são novas plantas de energia a ser conectadas à rede interligada, portanto, não acontece qualquer modificação ou retro-modificação de geradores através da atividade de projeto.

A variável E_{Gy} será monitorada continuamente pelos participantes do projeto e corresponde ao seu produto principal: a geração de energia. Para a estimativa ex-ante das emissões de linha de base do projeto foram consideradas as energias asseguradas de cada PCHs.

¹⁶ Fonte: Aneel - <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=15&idPerfil=2>

Para o cálculo $EF_{grid,CM,y}$ serão utilizados os dados fornecidos pela AND brasileira que disponibiliza os dados dos fatores de emissão de margem de operação por análise de despacho e os fatores de emissão margem de construção através do uso da ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade (versão 01.1) que sugere os seguintes passos:

Passo 1. Identificar o sistema de energia elétrica relevante

Segundo a “tool to calculate an emission factor for an electricity system” caso a AND (Autoridade Nacional Designada) do país hospedeiro do projeto tenha publicado um delineamento sobre sistema de eletricidade do projeto e sobre sistema de eletricidade conectado estes delineamentos devem ser utilizados.

Dessa forma, a AND brasileira definiu que o Sistema Interligado Nacional deve ser considerado como um Sistema único e que essa configuração será válida para efeitos de cálculo dos fatores de emissão de CO₂ usados para estimar as reduções de emissão de gases de efeito estufa em projetos de MDL de geração de energia conectada à rede. Essa definição será aplicada ao Projeto Estelar

Passo 2. Selecionar um método de margem de operação (MO)

A margem de operação visa avaliar a contribuição das usinas que seriam despachadas na ausência de geração do projeto. O cálculo do fator de emissão da margem de operação ($EF_{grid,OM,y}$) é baseado em um dos seguintes métodos:

- (a) MO Simples, ou
- (b) MO Simples Ajustada, ou
- (c) MO por Análise dos Dados de Despacho, ou
- (d) MO Média

O método escolhido para cálculo do fator de emissão do Projeto Estelar foi o método de Margem de Operação por Análise dos Dados de Despacho. Esse método foi escolhido pelo fato de ser, segundo a AND brasileira, o mais acurado e o mais recomendado se os dados estiverem disponíveis.

Passo 3. Calcular o fator de emissão da Margem de Operação de acordo com o método selecionado

O cálculo do fator de emissão da Margem de Operação segue o método da MO por Análise dos Dados de Despacho ($EF_{grid,OM-DD,y}$) e é calculado e definido pela Autoridade Nacional Designada Brasileira de acordo com os dados de despacho do ONS - Operador Nacional do Sistema.

Os Fatores de Emissão de CO₂ resultantes da geração de energia elétrica verificada no Sistema Interligado Nacional do Brasil são calculados a partir dos registros de geração das usinas despachadas centralizadamente pelo ONS. A sistemática de cálculo foi elaborada através de um trabalho conjunto do ONS, do Ministério das Minas e Energia (MME) e do Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT).

Seguindo essa sistemática, a partir de julho de 2008, os Fatores de Emissão de Margem de Operação passaram a ser calculados para o Sistema Interligado Nacional, considerando o Sistema como único, e, assim, passaram a ser consultados pelo público interessado e investidores.

Os fatores de emissão da margem de operação (MO) por análise dos dados de despacho são definidos como a média ponderada dos fatores de emissão das usinas que compõem os 10% superiores da curva de prioridade de despacho e são calculados para cada hora.

O fator de emissão de cada usina existente no sistema é calculado anualmente, a partir dos valores de geração e consumo de combustíveis da usina no ano anterior. Para as novas usinas térmicas que entrem

em operação a cada ano, deverá ser adotado como seu fator de emissão, para o correspondente ano, o valor referente ao do ano anterior de uma usina similar.

Até o momento de elaboração deste DCP, estão disponíveis os dados de Margem de Operação por Análise de Despacho referentes ao ano de 2007 e referentes ao período de Janeiro de 2008 a Maio de 2008

Pelo fato de constituírem dados mais recentes disponibilizados pela Autoridade Nacional Designada até o momento de elaboração do DCP, os fatores de emissão da margem de operação referente aos dados de despacho do ano de 2007 serão utilizados para estimativa *ex-ante* da geração de RCEs. Todos os dados que serviram de base para o cálculo do fator de emissão da margem de operação da estimativa *ex-ante* estão apresentados no anexo 3 deste DCP.

Passo 4. Identificar o grupo de usinas de energia a serem incluídas na margem de construção

A amostra do grupo de usinas de energia *m* usadas para calcular a margem de construção consiste em:

- (a) estabelecer cinco usinas de energia que tenham sido construídas mais recentemente, ou
- (b) estabelecer a capacidade de energia adicional no sistema de eletricidade que forma 20% da geração do sistema (em MWh) e que tenham sido construídas mais recentemente.

Como recomendação geral, uma usina de energia é considerada como sido construída na data que ela começou a fornecer eletricidade à rede.

Usinas de energia registradas como atividades de projeto de MDL devem ser excluídas do grupo de amostra *m*. Entretanto, se o grupo de usinas de energia, não registrado como atividade de projeto de MDL, identificado para estimativa do fator de emissão da margem de construção inclui usina(s) de energia que é(são) construídas mais de 10 anos atrás, então:

- (i) excluir usina(s) de energia que é (são) construídas mais de 10 anos atrás do grupo;
- (ii) incluir projetos de energia elétrica conectados à rede registrados como atividades de projeto de MDL, os quais são despachados pela autoridade de despacho do sistema elétrico;

Adições de capacidade provenientes da retroalimentação de usinas de energia não devem ser incluídas no cálculo do fator de emissão da margem de construção.

Em termos do conjunto de dados, os participantes de projeto podem escolher entre uma das duas opções:

Opção 1: Para o primeiro período de creditação, calcular o fator de emissão da margem de construção *ex ante* com base nas informações mais recentes disponíveis sobre as usinas já construídas, para o grupo de amostragem *m*, na época da submissão do documento de concepção do projeto de MDL à EOD para validação. Para o segundo período de creditação, o fator de emissão da margem de construção deve ser atualizado com base na mais recente informação disponível sobre as usinas já construídas na época da submissão da requisição de renovação do período de creditação pela EOD. Para o terceiro período de creditação, o fator de emissão da margem de construção calculado para o segundo período de creditação deve ser utilizado. Esta opção não requer monitoramento do fator de emissão durante o período de crédito.

Opção 2: Para o primeiro período de creditação, o fator de emissão da margem de construção deve ser atualizado anualmente, *ex-post*, incluindo aquelas usinas construídas no ano do registro da atividade do projeto ou, se a informação do ano do registro ainda não estiver disponível, incluindo aquelas usinas construídas no ano mais recente do qual a informação está disponível. Para o segundo período de creditação, o fator de emissão da margem de construção deve ser calculado *ex-ante*, como descrito na

opção acima. Para o terceiro período de creditação, o fator de emissão da margem de construção calculado para o segundo período de creditação deve ser utilizado.

A opção escolhida pelo participante do projeto foi a opção 2.

Passo 5. Calcular o fator de emissão da margem de construção

O fator de emissão da margem de construção é o fator de emissão médio ponderado (tCO₂/MWh) de todas as usinas de energia *m* durante o mais recente ano *y* para as quais a geração de energia está disponível.

Os Fatores de Emissão de CO₂ da margem de construção verificada no Sistema Interligado Nacional (SIN) do Brasil são calculados a partir dos registros de geração das usinas despachadas centralizadamente pelo ONS. A sistemática de cálculo foi elaborada através de um trabalho conjunto do ONS, MME e do MCT e segue o “Tool to calculate the emission factor for an electricity system”

Seguindo essa sistemática, os Fatores de Emissão de Margem de Construção passaram a ser calculados para o Sistema Interligado Nacional, considerando o Sistema como único a partir de julho de 2008 e, assim, passaram a ser consultados pelo público interessado e investidores.

Pelo fato de constituírem os dados mais recentes disponibilizados pela Autoridade Nacional Designada até o momento de elaboração do DCP, foi utilizado o fator de emissão da margem de construção referente aos dados de despacho do ano de 2007 para estimativa *ex-ante* da geração de RCEs. Os dados utilizados para o cálculo do fator de emissão da margem de construção estão apresentados no anexo 3 deste DCP.

Passo 6. Calcular o fator de emissão da margem combinada

O fator de emissão da margem combinada é calculado conforme a equação 2 exposta no item B.4:

$$EF_{\text{grid,CM,y}} = EF_{\text{grid,OM,y}} \times W_{\text{OM}} + EF_{\text{grid,BM,y}} \times W_{\text{BM}}$$

Equação 2

Onde:

$EF_{\text{grid, BM,y}}$ = Fator de emissão de CO₂ da Margem de Construção de no ano *y* (tCO₂e/ MWh);

$EF_{\text{grid, OM,y}}$ = Fator de emissão de CO₂ da Margem de Operação de no ano *y* (tCO₂e/ MWh);

W_{OM} = Peso do fator de emissão da Margem de Operação (%);

W_{BM} = Peso do fator de emissão da Margem de Construção (%).

Como dito anteriormente, para o Projeto Estelar foram adotados os seguintes pesos: $W_{\text{OM}} = 0,50$ e $W_{\text{BM}} = 0,50$.

Reduções de Emissões do Projeto

Resumindo, as reduções de emissões do projeto serão calculadas com base na equação 1 desse DCP, onde a quantidade de energia fornecida à rede pelo projeto será multiplicada pelo fator de emissão de margem combinada, sendo o fator de emissão da margem de operação calculado de acordo com o Método de Margem de Operação por Análise de Despacho e o fator de emissão da Margem de Construção através da opção 2 que considera que este fator deve ser atualizado *ex-post*. Além disso, serão considerados os pesos de 50% para cada fator que compõe o Fator de Emissão da Margem Combinada.

B.6.2. Dados e parâmetros que são disponibilizados na validação:

Dado/Parâmetro:	Potência Instalada
Unidade do Dado:	MWh
Descrição:	Capacidade de geração de eletricidade pela atividade do projeto à rede
Fonte do dado utilizado:	Projetos Básicos de Engenharia
Valor do dado:	Foi utilizado o valor da potência instalada conforme os Projetos Básicos de Engenharia das PCHs Bandeirante, Barra Escondida, Belmonte e Prata, num valor de 3,0 MW; 2,25 MW; 3,6 MW e 3,0 MW, respectivamente.
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Como as PCHs do projeto são todas usinas novas, o dado de referência utilizado para os cálculos de geração é a potência instalada apontada no Projeto Básico de Engenharia aprovado pela Aneel.
Procedimentos GQ/CQ aplicados:	O nível de incerteza desses dados é baixo. Eles serão utilizados indiretamente para calcular as reduções de emissões, já que a energia assegurada das PCHs está baseada na Potência Instalada de cada empreendimento.
Comentários:	

Dado/Parâmetro:	Energia Assegurada
Unidade do Dado:	MWh
Descrição:	Energia Assegurada.
Fonte do dado utilizado:	Foi realizada uma estimativa baseada na potência instalada apresentada no Projeto Básico de Engenharia.
Valor do dado:	A Energia Assegurada foi estimada de acordo com a potência instalada como descrito nos Projetos Básicos de Engenharia das PCHs Bandeirante, Barra Escondida, Belmonte e Prata, num valor de 1,76 MW, 1,25 MW, 2,02 MW e 1,68 MW, respectivamente.
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Como as PCHs do projeto são todas usinas novas, o dado de referência utilizado para os cálculos de geração é a potência instalada apontada no Projeto Básico de Engenharia aprovado pela ANEEL.
Procedimentos GQ/CQ aplicados:	
Comentários:	

B.6.3 Cálculo *ex-ante* das reduções de emissões:

Segue abaixo a descrição do cálculo das reduções de emissões proporcionadas pelo Projeto Estelar.

Cálculo do BE_y

Para cálculo do BE_y, foi aplicada a equação , como segue:

$$BE_y = EG_y * EF_{grid,CM,y}$$

Equação 1

As tabelas abaixo mostram passo a passo os componentes da equação aplicada para o cálculo do BEy.

Cálculo do EGy

Tabela 13: Cálculo do EGy

Período	PCH Bandeirante	PCH Barra Escondida	PCH Belmonte	PCH Prata	Total
	EGy	EGy	EGy	EGy	EGy
2010*	2.534	9.000	-	12.096	23.630
2011	15.206	10.800	15.998	14.515	56.520
2012	15.206	10.800	17.453	14.515	57.974
2013	15.206	10.800	17.453	14.515	57.974
2014	15.206	10.800	17.453	14.515	57.974
2015	15.206	10.800	17.453	14.515	57.974
2016	15.206	10.800	17.453	14.515	57.974
2017	2.534	1.800	2.909	2.419	9.662
Total	96.307	75.600	106.171	101.606	379.685

Premissas:

- Projeção do EGy foi realizada pressupondo a operação das usinas durante 24 horas por dia, 30 dias no mês e 12 meses no ano.
- *Início do período de crédito – Março de 2010;
- *Previsão de entrada em operação das PCHs: PCH Barra Escondida – Dezembro de 2008; PCH Prata – Março de 2010; PCH Bandeirante – Novembro de 2010; PCH Belmonte – Fevereiro de 2011;;
- A geração de eletricidade do Projeto Estelar está projetada de acordo com a energia assegurada das PCHs Bandeirante, Barra Escondida, Belmonte e Prata, conforme tabela 2 deste DCP.

Tabela 14: Cálculo do EFgrid,CM, 2007

Fatores de Emissão	janeiro-07	fevereiro-07	março-07	abril-07	maio-07	junho-07	julho-07	agosto-07	setembro-07	outubro-07	novembro-07	dezembro-07
EFgrid,OM*	0,2292	0,1954	0,1948	0,1965	0,1606	0,2559	0,3096	0,3240	0,3550	0,3774	0,4059	0,4865
EFgrid,BM*	0,0775	0,0775	0,0775	0,0775	0,0775	0,0775	0,0775	0,0775	0,0775	0,0775	0,0775	0,0775
WOM	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
WBM	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
EFgrid,CM*	0,1533	0,1365	0,1361	0,1370	0,1190	0,1667	0,1935	0,2008	0,2163	0,2275	0,2417	0,2820

O fator de emissão que será utilizado para a projeção ex-ante das reduções certificadas de emissões do Projeto Estelar é 0,1842 que foi obtido a partir da média aritmética simples dos EFgrid,CM, 2007 mensais do Sistema Interligado Nacional.

Observações:

- Os dados mais recentes disponíveis pela Autoridade Nacional Designada brasileira referem-se ao para anos completos referem-se ao ano de 2007;
- Os dados diários referentes ao Fator de Emissão da Margem de Operação estão disponíveis no anexo 3;
- Os dados horários referentes ao Fator de Emissão da Margem de Operação estão disponíveis nos links: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/full/74691.html>;

Conforme descrito no item B.6.1, não há fugas para o Projeto Estelar e, dessa maneira, LEy é 0 (zero).

Com isso, a estimativa ex-ante das reduções certificadas de emissões pode ser visualizada através da tabela abaixo:

Tabela 15: Estimativa ex-ante das Reduções de Emissões (tCO₂e) do Projeto Estelar

Ano	Total (ton. de CO ₂ e)
2010	4.353
2011	10.411
2012	10.679
2013	10.679
2014	10.679
2015	10.679
2016	10.679
2017	1.780
Total	69.939

B.6.4 Resumo da estimativa ex-ante das reduções de emissões:

Tabela 16: Resumo da estimativa ex-ante das Reduções de Emissões

Ano	Estimativa de Emissões da Atividade de Projeto (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa de Emissões de Linha de Base (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa de Fugas (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa do total de reduções de emissões (toneladas de CO ₂ e)
2010	-	4.353	0	4.353
2011	-	10.411	0	10.411
2012	-	10.679	0	10.679
2013	-	10.679	0	10.679
2014	-	10.679	0	10.679
2015	-	10.679	0	10.679
2016	-	10.679	0	10.679
2017	-	1.780	0	1.780
Total (tCO₂ e)	-	69.939	0	69.939

B.7 Aplicação da metodologia de monitoramento e descrição do plano de monitoramento:

B.7.1 Dados e parâmetros monitorados:

Com base na metodologia AMS – I.D., o parâmetro a ser monitorado é a geração de energia fornecida pela atividade do projeto à rede.

A medição de energia é essencial para verificar e monitorar as reduções na emissão de GEEs. Faz-se necessário, então, o uso de equipamento de medição para registrar e verificar a energia gerada pela unidade.

Todos o dados coletados como parte do monitoramento serão arquivados eletronicamente e mantidos por, no mínimo, 2 (dois) anos após o fim do último período de creditação. Todas as medições serão conduzidas com equipamentos de medição calibrados de acordo com os padrões industriais brasileiros.

Os seguintes dados e parâmetros serão monitorados:

Dado/Parâmetro:	Eletricidade Gerada (EG_y)
Unidade do Dado:	MWh
Descrição:	Eletricidade fornecida pela atividade do projeto à rede
Fonte do dado utilizado:	Local da atividade do projeto.
Valor do dado:	O valor do dado será monitorado periodicamente. Para estimativa <i>ex-ante</i> de reduções de emissões foi utilizada a energia assegurada das PCHs Bandeirante, Barra Escondida, Belmonte e Prata, num valor de 1,76 MW, 1,25 MW, 2,02 MW e 1,68 MW, respectivamente.
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Serão utilizadas planilhas retiradas a cada mês diretamente dos medidores com as informações de geração hora a hora ou a cada 15 minutos. Mensalmente, as informações serão confrontadas com as planilhas de geração disponíveis no site da CCEE*. Além disso, as informações de geração também podem ser checadas com as notas fiscais de venda se necessário.
Procedimentos GQ/CQ aplicados:	O nível de incerteza desses dados é baixo. Eles serão utilizados para calcular as reduções de emissões. A eletricidade gerada será monitorada pelos participantes do projeto e checados com as planilhas disponíveis no site da CCEE (comparação de informações entre dados de operação e relatórios CCEE).
Comentários:	* CCEE - Entidade responsável pela medição, contabilização e liquidação do mercado de energia elétrica brasileiro.

Dado/Parâmetro:	Fator de Emissão de CO₂ da Margem Combinada ($EF_{grid,CM,y}$)
Unidade do Dado:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO ₂ da margem combinada para a geração de energia conectada à rede o ano y calculada usando a versão mais recente da “Tool to calculate the emission factor for an electricity system”. O fator de emissão da margem combinada de CO ₂ utilizado no Projeto Estelar será calculado a partir de dados disponibilizados pela AND brasileira para o Sistema Interligado Nacional Brasileiro.
Fonte do dado utilizado:	O fator de emissão Ex-post será calculado pela Enerbio Consultoria através de dados da ONS fornecidos pela DNA brasileira. As variáveis $EF_{grid,OM,y}$ e $EF_{grid,BM,y}$, necessárias para o cálculo do $EF_{grid,CM,y}$, serão calculadas e monitoradas através dos dados de despacho do Sistema Interligado Nacional .
Valor do dado:	Os valores do fator de emissão da margem combinada de CO ₂ ($EF_{grid,CM,y}$) que foram usados para a estimativa ex-ante das reduções de emissões do Projeto Estelar é 0,1842 o qual foi obtido a partir da média aritmética simples do $EF_{grid,CM,2007}$ mensal do Sistema Interligado Nacional como descrito na tabela 14 do item B.6 e no Anexo 3.
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Como descrito na mais recente versão da “Tool to calculate the emission factor for an electricity system”
Procedimentos GQ/CQ aplicados:	Como descrito na mais recente versão da “Tool to calculate the emission factor for an electricity system”. O nível de incerteza desses dados é baixo.
Comentários:	

B.7.2 Descrição do plano de monitoramento:

As PCHs Bandeirante, Barra Escondida, Belmonte e Prata seguem o mesmo plano de monitoramento.

Responsabilidades

- Diretoria de Operação e Manutenção: responsável pelas atividades relacionadas à operação e manutenção das usinas.
- Diretor de Gestão Corporativa: responsável por atividades de gestão;
- Diretor Técnico: responsável pelas atividades técnicas relacionadas à construção das PCHs;
- Área de Medições, vinculada à Diretoria de Operação e Manutenção: responsável por coletar as informações diretamente nos medidores das PCHs. A Área de Medições também é responsável pela consolidação e análise das planilhas mensais de geração e supervisão do Sistema de Coleta de Dados de Energia (SCDE), através da análise de consistência dos dados coletados e monitoramento do funcionamento do Sistema.
- Agente de Medição Terceirizado: Parte da atribuição da Área de Medições poderá ser terceirizada com a contratação de um Agente de Medição. Nesse caso, a Área de Medições é responsável pelo acompanhamento do trabalho realizado pelo Agente de Medição terceirizado.
- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE): é responsável pela implantação, operação e manutenção do SCDE, de modo a viabilizar a coleta dos dados de energia elétrica para uso no Sistema de Contabilização e Liquidação (SCL), visando garantir a exatidão das grandezas apuradas, bem como o cumprimento dos prazos exigidos.

Descrição do Processo**I – Procedimento de Coleta de Dados de Geração**

Existem dois canais de coleta de dados em cada ponto de medição. Um canal é utilizado pela Empresa para coleta direta na Casa de Força e outro é utilizado pela CCEE no ponto de conexão, composto pelo sistema de medição e faturamento.

Cada PCH possui um medidor localizado na Casa de Força que registra a energia bruta gerada pelas usinas. As PCHs Bandeirante, Belmonte e Prata possuirão apenas um medidor localizado na subestação de São Miguel do Oeste que registrará a energia líquida fornecida por essas usinas à rede e a PCH Barra Escondida terá um outro medidor localizado em uma estrutura física localizada entre 4 e 5 km da usina que é responsável pelo registro da energia líquida fornecida a rede.

Na empresa, a Área de Medições é responsável por obter os dados diretamente dos medidores e disponibilizá-los em um arquivo em formato XML. Os dados obtidos pela empresa são enviados continuamente à CCEE por meio do sistema SCDE que faz a coleta e tratamento dos dados de geração e consumo dos pontos de medição do Sistema Interligado Nacional.

A Área de Medições também é responsável por gerar, no primeiro dia útil de cada mês, a partir de consulta à base de dados dos medidores, os arquivos com os dados de geração, consolidados hora a hora, referentes ao mês anterior.

O procedimento supracitado poderá ser terceirizado por meio da contratação de um Agente de Medição. Nesse caso, a Área de Medições é responsável pelo acompanhamento do trabalho realizado pelo Agente de Medição terceirizado. Em ambos os casos, informações relacionadas a energia produzida são também acompanhadas diretamente por representantes de uma empresa de comercialização de Energia, que é uma companhia contratada pela área de medição para acompanhar e gerenciar o relacionamento com a CCEE. Essa companhia deve ser acreditada pela CCEE. Dentro da CCEE, os dados coletados por meio do SCDE são transferidos para o sistema computacional, SCL, para fins de Contabilização e Liquidação Financeira com base nas Regras e Procedimentos de Comercialização da CCEE.

II – Procedimento para Consolidação dos Dados:

Os participantes do projeto comparam os dados disponíveis e caso ocorra alguma inconsistência será gerado um relatório de inconformidade que verificará junto à CCEE a causa da discordância da informação.

Em caso de indisponibilidade de leitura de qualquer ponto de medição, decorrente de manutenções, comissionamento ou por qualquer outro motivo, será utilizada a metodologia de estimativa de dados conforme o item 14.3 do Procedimento de Comercialização PdC ME.01.

III – Armazenamento das Informações:

As informações de geração, tanto as geradas internamente, como as planilhas geradas através do site da CCEE, são armazenadas pela Diretoria de Operação e Manutenção em meio eletrônico.

Periodicamente, a Área de Tecnologia da Informação realiza um *backup* de segurança de todos os dados da empresa por meio de um servidor de *backup*.

IV – Confronto das informações internas de geração com os relatórios de uma terceira parte:

As informações internas poderão ser confrontadas com os dados disponíveis no website da CCEE.

V – Calibração dos Medidores:

A calibração dos medidores seguirá o exposto no documento elaborado pela ONS, Sub-módulo 12.3 Manutenção do sistema de medição para faturamento, que estabelece que:

(a) A periodicidade para a manutenção preventiva do agente responsável pelo Sistema de Medição para Faturamento (SMF) é de no máximo 2 (dois) anos. Essa periodicidade pode ser alterada em função do histórico de ocorrência observado em todas as instalações.

(b) A manutenção preventiva pode ser adiada pelo período de até 2 (dois) anos, no caso de ocorrer inspeção no ponto de medição. A postergação dessa manutenção começa a vigorar a partir da data da inspeção.

Fatores de emissão

Os fatores de emissão serão calculados a cada ano, conforme o exposto no item B.6.1. Para o cálculo dos fatores de emissão serão utilizados dados fornecidos pelo Ministério de Ciência e Tecnologia, MCT, (www.mct.gov.br), instituição que preside a AND brasileira.

Cálculo das Reduções de emissões do Projeto

As reduções de emissões do projeto serão monitoradas periodicamente pela Enerbio Consultoria em conjunto com as equipes da Energética Saudade e da Energética Rio das Flores vinculadas ao Diretor de Operação e Manutenção. As reduções de emissões do projeto serão calculadas conforme descrito nesse DCP.

Período de Arquivamento

Todos os dados coletados como parte do monitoramento serão arquivados e mantidos por, no mínimo 2 anos após o fim do último período de creditação.

B.8 Data da finalização do estudo de linha de base e da metodologia de monitoramento e o nome das pessoas/entidades responsáveis

O estudo de linha de base e a metodologia de monitoramento para a atividade do projeto foram elaborados pela Enerbio Consultoria e foram concluídos em 07/08/2008. A Enerbio Consultoria também é participante do projeto.

Responsável pelo projeto e participante listado no Anexo I com as informações de contato:

Eduardo Baltar de Souza Leão
Enerbio Consultoria Ltda
Porto Alegre, Brasil
Tel: 55 51 3392-1505
Email: eduardo@enerbio-rs.com.br
www.enerbio-rs.com.br

SEÇÃO C. Duração da atividade de projeto / período de crédito**C.1 Duração da atividade de projeto:****C.1.1. Data de início da atividade do projeto:**

15/02/2008

A data de início do projeto é a data de início da construção da PCH Barra Escondida. A evidência utilizada para essa data é o contrato estabelecido com a empresa contratada para construir esta PCH.

C.1.2. Estimativa da vida útil operacional da atividade do projeto:

30 anos para cada PCH.

C.2 Escolha do período de crédito e informações relacionadas:

A atividade de projeto utilizará períodos de creditação renováveis.

C.2.1. Período renovável de obtenção de créditos**C.2.1.1. Data de início do primeiro período de obtenção de créditos:**

01/03/2010.

C.2.1.2. Duração do primeiro período de obtenção de créditos:

7 anos.

C.2.2. Período fixo de obtenção de créditos:**C.2.2.1. Data de início:**

Não se aplica.

C.2.2.2. Duração:

Não se aplica.

SEÇÃO D. Impactos ambientais**D.1. Se exigido pela Parte Anfitriã, documentação sobre a análise dos impactos ambientais da atividade de projeto:**

A legislação brasileira exige que seja desenvolvido um processo de licenciamento ambiental para empreendimentos que envolvam atividades poluidoras ou potencialmente poluidoras. No Estado de Santa Catarina, a Fundação do Meio Ambiente – FATMA é a responsável legal pelo processo de licenciamento, que se inicia com o estudo de impacto ambiental realizado pelo empreendedor e segue com a análise prévia (estudos preliminares) realizada pelo órgão ambiental local.

Caso o empreendimento seja considerado como um projeto de baixo impacto ambiental, os estudos de impacto ambiental poderão ser simplificados, sendo chamados de Relatório de Análise Simplificado, RAS, ou seguir os padrões normais quando é exigida a elaboração dos chamados Estudos de Impacto Ambiental (EIA). Se o projeto for considerado ambientalmente viável, os investidores devem preparar a avaliação ambiental. Elaborada a avaliação ambiental, o empreendimento deve passar por três fases para obter todas as licenças necessárias para o seu funcionamento.

Na primeira fase, consulta-se a legislação ambiental federal e estadual em vigor, a fim de verificar a viabilidade do empreendimento e impor as condições legais. Caso a FATMA tenha um entendimento positivo sobre os conceitos ambientais do projeto, a Licença Ambiental Prévia (LAP) é emitida.

Após obtida a LAP, deve ser apresentado o projeto físico e operacional do empreendimento e das obras, caso forem necessárias, demonstrando como serão atendidas as condições e restrições impostas pela LAP. Para obter a licença ambiental de instalação (LAI) é necessário apresentar (a) informações adicionais sobre a avaliação ambiental anterior; (b) uma nova avaliação simplificada (RDPA – Relatório

de Detalhamento dos Programas Ambientais); ou (c) o Projeto Básico Ambiental (PBA), conforme resolução da agência ambiental informada na LAP.

Com o completo atendimento do projeto às condicionantes expressas na LAP, o empreendimento obtém a autorização para iniciar a implantação do empreendimento através da emissão da Licença Ambiental de Instalação (LAI).

A terceira e última fase fornece a autorização para o início da operação do empreendimento com a expedição da Licença Ambiental de Operação (LAO). A emissão da LAO é a confirmação de que a construção do empreendimento foi executada de acordo com o projeto apresentado e licenciado, verificando-se o atendimento às condições e restrições ambientais.

Segue abaixo a relação das licenças ambientais mais recentes (até o momento de elaboração do DCP) das PCHs do Projeto Estelar. As licenças ambientais do Projeto serão entregues à EOD que realizará a validação do projeto,

PCH Bandeirante

LAP nº 84/2006, emitida em oito de dezembro de 2006.

PCH Belmonte

LAP nº 18/2007, emitida em vinte e nove de maio de 2007.

LAI nº 92/2008, emitida em vinte de maio de 2008.

PCH Prata

LAP nº 83/2006, emitida em oito de dezembro de 2006.

PCH Barra Escondida

LAI nº 37/2008, emitida em treze de março de 2008.

A emissão das licenças para o estudo e implantação das PCHs do Projeto Estelar é uma prova de que as PCHs do Projeto Estelar atendem às diversas exigências da legislação ambiental nacional, possuindo as licenças necessárias para a sua implantação.

D.2. Se os impactos ambientais forem considerados significativos pelos participantes do projeto ou pela Parte Anfitriã, forneça as conclusões e todas as referências de apoio à documentação relativa a uma avaliação de impacto ambiental realizada de acordo com os procedimentos, conforme exigido pela Parte Anfitriã:

As quatro PCHs necessitam de área de alagamento restrita, decorrente da forma do reservatório localizado em vale bem encaixado. Dessa forma, as áreas de influência direta dos empreendimentos são reduzidas e os impactos oriundos das alterações ambientais são pequenos. Mesmo assim, estão previstos diversos programas para monitoramento, controle ou reparação de possíveis impactos negativos e programas de gerenciamento dos inúmeros impactos positivos, como a geração de novos empregos e o crescimento da economia local.

Objetivando a identificação dos possíveis impactos ambientais causados pelas PCHs foi realizado um estudo para desenvolvimento do Relatório Ambiental Simplificado (RAS). Da mesma forma, foi elaborado o Relatório Detalhado dos Projetos Ambientais (RDPA) com o intuito de desenvolver e explicar todos os projetos ambientais e sociais a serem desenvolvidos.

Segue uma descrição de alguns programas que serão desenvolvidos na implantação do Projeto Estelar.

O **Programa de Controle e Melhoria de Qualidade da Água** foi elaborado com o objetivo de minimizar possíveis alterações na qualidade da água decorrentes do carreamento de sedimentos causado pela movimentação de terra e pelas obras civis e da eutrofização da água dos reservatórios no início do enchimento. O Programa engloba Projeto de Controle e Melhoria da Qualidade da Água, Projeto de Monitoramento das Condições Limnológicas, Projeto de Acompanhamento e Controle de Macrófitas Aquáticas, Projeto de Acompanhamento e Controle de Ictiofauna, Projeto de Observação das Condições Hidrossedimentológicas e Programa de Limpeza das Áreas Inundadas. Assim, o Programa já prevê medidas para detectar e remediar possíveis alterações na fauna aquática e proliferações de macrófitas. Devido ao pequeno volume útil dos reservatórios, as alterações dos regimes hídricos não afetarão o trecho a jusante do reservatório.

O **Programa de Controle das Alterações nos Ecossistemas Terrestres** designa-se a minimizar os impactos produzidos com a perda de ambientes por ocasião dos enchimentos dos reservatórios. Considerando que as formas dos reservatórios permitem que as áreas de alagamento sejam relativamente pequenas, a perda de habitats limita-se às margens ribeirinhas, passíveis de reposição pelas medidas mitigadoras. O Programa é formado pelo Projeto de Manejo e Conservação da Flora e pelo Plano Diretor para o Entorno do Reservatório. O Plano diretor refere-se ao disciplinamento do uso do solo no entorno dos reservatórios, indicando as áreas sensíveis que deverão ser preservadas e os locais próprios para balneários, entrada de embarcações, etc.

O **Programa de Recuperação de Áreas Degradadas** prevê medidas para recuperação do impacto causado pela remoção da cobertura vegetal nos canteiros de obras e áreas de apoio e nas áreas ocupadas pelos reservatórios. Nas áreas onde a alteração será provisória, ocorrerá a reconstituição das situações anteriores e nas áreas onde a alteração será permanente, serão realizados projetos específicos de arborização. As novas margens serão reintegradas através de projetos de recomposição da flora, a partir do replantio de espécies da flora nativa. O programa também visa acompanhar o desenvolvimento de eventuais processos erosivos e promover a reintegração paisagística.

Os novos empregos diretos gerados pelas obras poderão promover um movimento migratório de trabalhadores atraídos pelas novas oportunidades. Dessa forma, é necessária a criação de critérios de conduta através de atividades educacionais para a manutenção do bom relacionamento com a comunidade, assim como programas de lazer com atividades culturais e desportivas. Para auxiliar nesta ação, será executado o **Programa de Conduta dos Trabalhadores** estabelece normas e diretrizes aos trabalhadores dos empreendimentos com relação à comunidade e ao meio ambiente.

O **Programa de Comunicação Social** visa informar a população dos possíveis impactos que ocorrerão na região decorrentes da implantação das PCHs e das mudanças que poderão alterar a dinâmica de vida local. O Programa tem como objetivo discutir com a comunidade suas expectativas e anseios em relação às obras. Concomitantemente ao Programa de Comunicação Social, será desenvolvido o **Programa de Educação Ambiental**, cujas ações deverão ressaltar a importância dos aspectos ambientais e sócio-ambientais, da manutenção da biodiversidade e da qualidade de vida e promover a conscientização dos trabalhadores e da população.

O **Programa de Gestão Ambiental** tem como objetivo principal assegurar, de forma integrada, que as ações ambientais propostas no RAS e detalhadas no RDPA sejam implantadas de forma adequada e no tempo previsto no cronograma do empreendimento, nas diversas fases e ao longo da Área de Influência Direta.

No aspecto social, pode-se ressaltar como impactos positivos, o aumento na oferta de empregos, principalmente para mão-de-obra pouco qualificada, presente na região, resultando em um impulso ao crescimento, num cenário de poucas opções de investimento. Ocorrerão, também, alterações no mercado de bens e serviços, na renda regional e nas arrecadações municipais, uma vez que os novos trabalhadores representarão um crescimento na massa salarial da região, que poderá ser gasta no consumo de bens e

serviços locais. Também ocorrerão alterações na comunidade local, uma vez que os reservatórios proporcionarão novas possibilidades recreativas como pesca, camping e uso como balneário, podendo alavancar o turismo na região.

SEÇÃO E. Comentários das Partes Interessadas

E.1. Breve descrição de como os comentários das partes interessadas locais foram solicitados e compilados:

Conforme Resoluções publicadas pela Autoridade Nacional Designada brasileira e consolidadas no Manual para Submissão de Atividades de Projeto no âmbito do MDL, elaborado pela Autoridade Nacional Designada Brasileira, os atores locais devem ser convidados a realizar comentários sobre as atividades de projeto MDL.

Assim, foram enviadas cartas-convites aos seguintes atores locais:

PCHs Bandeirante e Prata

- Prefeitura Municipal de Bandeirante
- Câmara de Vereadores de Bandeirante
- Secretaria de Agricultura de Bandeirante (Responsável pelas questões ambientais do município de Bandeirante)
- Associação de Pequenos Agricultores de Linha Riqueza do Oeste
- Cooperfronteira – Cooperativa de Pequenos Agricultores de Biocombustíveis

PCH Belmonte

- Prefeitura Municipal de Belmonte
- Câmara de Vereadores de Belmonte
- Secretaria de Agricultura de Belmonte (Responsável pelas questões ambientais do município de Belmonte)
- Sindicato dos Trabalhadores Rurais de Belmonte

PCH Barra Escondida

- Prefeitura Municipal de Saudades
- Câmara de Vereadores de Saudades
- Secretaria de Agricultura de Saudades (Responsável pelas questões ambientais do município de Saudades)
- Sindicato dos Trabalhadores Rurais de Saudades

Stakeholders Comuns

- Fundação de Meio Ambiente do Estado de Santa Catarina – FATMA
- Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico Sustentável (Responsável pelas questões ambientais no Estado de Santa Catarina)
- Ministério Público do Estado de Santa Catarina
- Ministério Público Federal
- Fórum Brasileiro de ONG's e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e Desenvolvimento – FBOMS

E.2. Resumo dos comentários recebidos:

Foi recebido apenas um comentário, enviado pela Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico Sustentável.

E.3. Relatório sobre como quaisquer comentários recebidos foram devidamente considerados:

A Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico Sustentável realizou comentário positivo, informando que não se opõe ao Projeto Estelar e cumprimentou os participantes do projeto pela iniciativa e contribuição para a redução de emissões de gases de efeito estufa.

Anexo 1**DADOS PARA CONTATO DOS PARTICIPANTES DA ATIVIDADE DO PROJETO**

Organização:	ENERGÉTICA SAUDADES S.A.
Rua/Cx.postal:	Linha São Carlos, s/nº
Edifício	
Cidade:	Saudades
Estado/Região:	Santa Catarina
CEP:	89868-000
País:	Brasil
Telefone:	(49) 3334-0946
FAX:	(49) 3334-0946
E-Mail:	luciano@estelarenharia.com.br
URL:	
Representada por:	Luciano Quadros
Título	
Forma de tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Quadros
Nome:	Luciano
Departamento:	Engenharia
Celular:	(48)9981-1458
FAX Direto:	(48)3203-7655
Telefone Direto:	(48)3203-7669
E-Mail	luciano@estelarenharia.com.br

Organização:	COMPANHIA ENERGÉTICA RIO DAS FLORES
Rua/Cx.postal:	Avenida Prefeito Osmar Cunha, nº183
Edifício	Ceisa Center – Bloco C – Sala 1001
Cidade:	Florianópolis
Estado/Região:	Santa Catarina
CEP:	8815-100
País:	Brasil
Telefone:	(48) 3203-7669
FAX:	(48) 3203-7655
E-Mail:	luciano@estelarenharia.com.br
URL:	
Representada por:	Luciano Quadros
Título	
Forma de tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Quadros
Nome:	Luciano
Departamento:	Engenharia
Celular:	(48)9981-1458
FAX Direto:	(48)3203-7655
Telefone Direto:	(48)3203-7669
E-Mail	luciano@estelarenharia.com.br

Organização:	ENERBIO CONSULTORIA LTDA
Rua/Cx.postal:	Av. Carlos Gomes, 281, 202, Auxiliadora.
Edifício	Centro Empresarial Eugenio Gudin
Cidade:	Porto Alegre
Estado/Região:	Rio Grande do Sul
CEP:	90480-003
País:	Brasil
Telefone:	55 51 3392-1500
FAX:	55 513392-1504
E-Mail:	contato@enerbio-rs.com.br
URL:	www.enerbio-rs.com.br
Representada por:	Eduardo Baltar
Título	
Forma de tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Baltar
Nome:	Eduardo
Departamento:	Diretoria
Celular:	
FAX Direto:	55 51 3392-1504
Telefone Direto:	55 51 3392-1505
E-Mail	eduardo@enerbio-rs.com.br

Anexo 2

INFORMAÇÕES SOBRE FINANCIAMENTO PÚBLICO

Nenhum financiamento público proveniente de países do Anexo I foi utilizado neste projeto.

Anexo 3

INFORMAÇÃO DA LINHA DE BASE

A partir de 2006, o MCT em conjunto com o MME e o ONS passaram a disponibilizar a metodologia de cálculo dos fatores de emissão de CO₂ para a geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional do Brasil, usando o método de análise do despacho. Os fatores de emissão passaram a ser divulgados para cada Subsistema do Sistema Interligado Brasileiro.

Em maio de 2008, a Autoridade Nacional Designada do MDL no Brasil, definiu que o Sistema Interligado Nacional deve ser considerado como um único sistema e, dessa forma, essa configuração começou a ser válida para efeitos de cálculo dos fatores de emissão de CO₂ usados para estimar as reduções de emissão de gases de efeito estufa em projetos de MDL de geração de energia conectada à rede.

O cálculo dos Fatores de Emissão de CO₂, publicados pela CIMGC segue a ferramenta metodológica “Tool to calculate the emission factor for an electricity system” aprovada pelo Conselho Executivo do MDL e publicada no Anexo 12 do EB 35 Report.

As tabelas abaixo apresentam os valores considerados para o cálculo do fator de emissão da margem de operação (EF_{grid,OM,y}) e do cálculo do fator de emissão da margem de construção (EF_{grid,BM,y}) que foram utilizados para a estimativa *ex-ante* das reduções de emissões do Projeto Estelar. Todos esses dados foram disponibilizados pela AND brasileira.

Tabela 17: Fator de Emissão da Margem de Operação Médio Mensal do ano de 2007 – Sistema Interligado Brasileiro

Fator de Emissão Médio (tCO ₂ /MWh) - MENSAL												
2007	MÊS											
	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maior	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
	0,2292	0,1954	0,1948	0,1965	0,1606	0,2559	0,3096	0,3240	0,3550	0,3774	0,4059	0,4865

Tabela 18: Fator de Emissão da Margem de Operação Médio Diário do ano de 2007 – Sistema Interligado Brasileiro

Fator de Emissão Médio (tCO ₂ /MWh) - DIÁRIO												
2007	MÊS											
Dia	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
1	0,1989	0,1965	0,2466	0,2204	0,2620	0,1409	0,3254	0,2625	0,3402	0,3753	0,3359	0,3831
2	0,2314	0,2260	0,2102	0,1929	0,1999	0,1634	0,2933	0,2989	0,3854	0,3700	0,4556	0,4286
3	0,2270	0,2059	0,1878	0,1957	0,1497	0,1975	0,2692	0,3305	0,2882	0,3753	0,4557	0,3761
4	0,2322	0,2195	0,2205	0,1960	0,1618	0,1898	0,2790	0,3591	0,3042	0,3731	0,5588	0,3791
5	0,2146	0,1496	0,2252	0,1982	0,1703	0,2706	0,2833	0,3619	0,3491	0,3296	0,4773	0,3884
6	0,2758	0,1458	0,2346	0,1951	0,1820	0,2478	0,2928	0,2978	0,3467	0,3683	0,3686	0,3935
7	0,2812	0,1845	0,2334	0,2124	0,1394	0,2747	0,3280	0,2553	0,4455	0,4927	0,3534	0,4359
8	0,2579	0,1471	0,1923	0,2353	0,1259	0,2484	0,3944	0,2603	0,4297	0,3922	0,3520	0,4885
9	0,2592	0,1640	0,2040	0,2223	0,1342	0,2983	0,3491	0,2944	0,4108	0,3679	0,3798	0,5143
10	0,2179	0,1749	0,1860	0,1958	0,1713	0,3292	0,3201	0,3215	0,2859	0,3799	0,4743	0,3831
11	0,2232	0,2131	0,2033	0,1861	0,1717	0,2817	0,2915	0,3471	0,2579	0,3793	0,5057	0,3245
12	0,2254	0,1746	0,1804	0,1600	0,1950	0,2592	0,2809	0,3805	0,2480	0,4448	0,3967	0,3439
13	0,2627	0,1726	0,1767	0,1614	0,2243	0,2613	0,3009	0,3255	0,2836	0,4945	0,3995	0,4192
14	0,3102	0,1705	0,2027	0,2150	0,1676	0,2616	0,3263	0,3382	0,2845	0,5172	0,3629	0,4146
15	0,2554	0,1832	0,2215	0,2264	0,1633	0,3048	0,3395	0,3516	0,3674	0,4061	0,4286	0,4129
16	0,1978	0,1736	0,2156	0,1922	0,1557	0,2904	0,3307	0,3148	0,4407	0,3679	0,4486	0,4935
17	0,1988	0,1934	0,2324	0,2236	0,1515	0,3182	0,3214	0,3025	0,3677	0,3552	0,4881	0,4501
18	0,2114	0,2292	0,2553	0,2256	0,1455	0,2640	0,3245	0,3867	0,3491	0,3640	0,5123	0,4570
19	0,2213	0,2073	0,2199	0,2072	0,1391	0,2324	0,3133	0,4149	0,3758	0,3606	0,4010	0,4710
20	0,2253	0,2465	0,1924	0,1767	0,1274	0,2380	0,3050	0,3512	0,3577	0,4013	0,3839	0,5208
21	0,2478	0,2514	0,1809	0,1849	0,1113	0,2341	0,3359	0,3438	0,3395	0,4714	0,3763	0,5127
22	0,2107	0,2267	0,1727	0,1905	0,1155	0,2434	0,3229	0,3478	0,4127	0,3727	0,3752	0,6000
23	0,1816	0,2098	0,1450	0,1789	0,1510	0,2615	0,3005	0,3396	0,4503	0,3465	0,3437	0,6587
24	0,1727	0,1935	0,1415	0,1931	0,1551	0,3127	0,2856	0,3030	0,3525	0,3353	0,4072	0,6614
25	0,2158	0,2000	0,1167	0,1789	0,1424	0,2790	0,2958	0,3649	0,3931	0,3273	0,4748	0,6913
26	0,2155	0,1720	0,1466	0,1649	0,1795	0,2413	0,3037	0,3844	0,3710	0,3159	0,3936	0,5878
27	0,2411	0,2080	0,1703	0,1643	0,2215	0,2454	0,2951	0,3154	0,2954	0,3433	0,3756	0,5647
28	0,2521	0,2555	0,1530	0,1552	0,1781	0,2622	0,3188	0,2828	0,3486	0,3641	0,3470	0,5873
29	0,2273		0,1806	0,2464	0,1442	0,2659	0,3472	0,2889	0,4057	0,3375	0,3140	0,6143
30	0,2360		0,1844	0,2295	0,1416	0,2840	0,2814	0,2785	0,4581	0,3435	0,3407	0,6485
31	0,2113		0,2113		0,1453		0,2778	0,2934		0,3136		0,6693

Os fatores de emissão médios horários também estão disponíveis nos links: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74691.html> (acessado em Outubro/2008). O Fator de Emissão da Margem de Operação é calculado para o Sistema Interligado Nacional brasileiro a cada hora a partir do valor de energia despachada de cada usina, dos custos de geração de cada usina (prioridade de despacho), dos intercâmbios horários com os subsistemas vizinhos e dos fatores de emissão das usinas termelétricas.

A ordem de despacho para o Sistema Interligado Nacional brasileiro é: usinas hidrelétricas, eólicas, nucleares, importações de outros sistemas em ordem crescente de custo, usinas termelétricas em ordem crescente de custo de geração.

As tabelas abaixo apresentam os dados referentes ao fator de emissão da margem de construção (EF_{grid, BM, y}) utilizado para a estimativa ex-ante das reduções de emissões do projeto.

Tabela 19: Fator de Emissão da Margem de Construção do ano de 2007 – Sistema Interligado Nacional

Fator de Emissão Médio (tCO ₂ /MWh) - ANUAL	
2007	0,0775

Fonte: Autoridade Nacional Designada (<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74691.html>) (acessado em Outubro/2008).

O fator de emissão da margem de construção é o fator de emissão médio do conjunto de usinas mais novas do subsistema. Esse conjunto deverá conter no mínimo 5 usinas e sua capacidade instalada deve ser maior que 20% da capacidade instalada do subsistema.

As demais informações referentes ao cenário de linha de base e às emissões de linha de base estão apresentadas no item B.

Anexo 4

INFORMAÇÕES DE MONITORAMENTO

Todos os procedimentos que serão utilizados no monitoramento estão descritos no item B.7.1 e B.7.2. Abaixo seguem algumas informações adicionais.

Alguns detalhes do Processo de Medição de Energia da CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) estão descritos abaixo:

O Processo de Comercialização

O Processo de Comercialização de Energia Elétrica ocorre de acordo com parâmetros estabelecidos pela Lei nº 10848/2004, pelos Decretos nº 5163/2004 e nº 5.177/2004 (o qual instituiu a CCEE), e pela Resolução Normativa ANEEL nº 109/2004, que instituiu a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica.

As relações comerciais entre os Agentes participantes da CCEE são regidas predominantemente por contratos de compra e venda de energia, e todos os contratos celebrados entre os Agentes no âmbito do Sistema Interligado Nacional devem ser registrados na CCEE. Esse registro inclui apenas as partes envolvidas, os montantes de energia e o período de vigência; os preços de energia dos contratos não são registrados na CCEE, sendo utilizados especificamente pelas partes envolvidas em suas liquidações bilaterais.

A CCEE contabiliza as diferenças entre o que foi produzido ou consumido e o que foi contratado. As diferenças positivas ou negativas são liquidadas no Mercado de Curto Prazo e valoradas ao PLD (Preço de Liquidação das Diferenças), determinado semanalmente para cada patamar de carga e para cada sub-mercado, tendo como base o custo marginal de operação do sistema, este limitado por um preço mínimo e por um preço máximo.

Medição

Conforme determina a Convenção de Comercialização, homologada pela Resolução ANEEL nº 109 de 26 de outubro de 2004, a CCEE é responsável pela especificação, orientação e determinação dos aspectos referentes à adequação do Sistema de Medição de Faturamento (SMF), e pela implantação, operação e manutenção do SCDE - Sistema de Coleta de Dados de Energia, de modo a viabilizar a coleta dos dados de energia elétrica para uso no Sistema de Contabilização e Liquidação - SCL, visando garantir a exatidão das grandezas apuradas, bem como o cumprimento dos prazos exigidos.

Medição Contábil

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é representado na CCEE através de uma estrutura de pontos de medição de geração e de consumo, que são definidos através da Modelagem do Sistema Elétrico, com o objetivo de se obter os montantes líquidos medidos de energia para cada Agente, possibilitando a Contabilização e Liquidação Financeira das operações no mercado de curto prazo.

Para que sejam obtidos tais montantes, as Regras de Comercialização estabelecem um processo de apuração e tratamento das quantidades de geração e consumo de energia elétrica, que são agrupadas e ajustadas, possibilitando a contabilização da energia comercializada pelos Agentes. O processamento dos dados é chamado de Agregação Contábil da Medição. Os ajustes são necessários, pois, no atendimento ao consumo pela geração, ocorrem perdas elétricas no sistema de transmissão.

Na CCEE, estas perdas são rateadas entre os agentes proprietários de pontos de medição de geração e de consumo. Através do rateio das perdas, garante-se que a geração efetiva total do sistema coincida com a carga efetiva total do sistema. O ponto virtual onde as perdas entre os pontos de geração e de consumo se igualam é denominado Centro de Gravidade e é neste ponto que são consideradas todas as compras e vendas de energia na CCEE. A existência deste ponto virtual torna possível a comparação entre as medições realizadas em diferentes pontos reais do SIN.

Os pontos do SIN que participam do referido rateio são aqueles definidos pela Aneel como sendo participantes do rateio de perdas da rede básica. As perdas elétricas são compartilhadas igualmente entre os pontos de geração e de consumo, sendo metade das perdas abatida do total gerado e a outra metade adicionada ao total consumido. A partir dos valores de medição informados pelos Agentes à CCEE, os totais de geração e consumo de cada Agente no Centro de Gravidade são calculados para utilização no processo de contabilização da energia comercializada no Mercado de Curto Prazo.

SCDE – Sistema de Coleta de Dados de Energia Elétrica

O SCDE é o sistema responsável pela coleta diária e tratamento dos dados de medição, sendo a aquisição destes dados realizada de forma automática, diretamente ao medidor ou através da base de dados do agente (UCM). Este sistema possibilita a realização de inspeções lógicas com acesso direto aos medidores proporcionando maior confiabilidade e acurácia dos dados obtidos.

Com o SCDE o Agente possui maior praticidade no envio dos dados de medição à CCEE bem como possibilita o acompanhamento diário das informações enviadas.

Especificações Técnicas

Quando é necessária a instalação/adequação do Sistema de medição para Faturamento (SMF), devem ser observados os requisitos técnicos constantes no Anexo 1 - Especificação técnica das medições para faturamento do sub-módulo 12.2 - Instalação de Medição para Faturamento do Módulo 12 dos Procedimentos de Rede do ONS.

A utilização foi autorizada em caráter provisório pela Resolução nº 787, de 23/01/2007 da ANEEL.

Visando estabelecer a periodicidade que os medidores de energia do Projeto Estelar devem ser calibrados, segue abaixo orientação presente no – Sub-módulo 12.3 do Procedimento de Rede estabelecido pelo Operador Nacional do Sistema (ONS):

Manutenção Preventiva - Calibração dos Medidores

Fonte: ONS – Sub-módulo 12.3 – Manutenção do sistema de medição para faturamento

A fim de que o Sistema de Medição para Faturamento – SMF seja eficaz em sua operação, é preciso que sejam periodicamente realizadas manutenções preventivas e, quando necessário, manutenções corretivas nas instalações dos agentes envolvidos. Inspeções no SMF também são realizadas com o intuito de verificar o correto funcionamento dos medidores.

As atividades a serem realizadas pelos agentes envolvidos no Sistema Interligado Nacional – SIN nas manutenções e nas inspeções estão descritas nos Anexos 1 e 2 deste sub-módulo.

Anexo 1 do Sub-módulo 12.3 da ONS

Atividades a serem realizadas na manutenção do Sistema de Medição para Faturamento — SMF

(a) A periodicidade para a manutenção preventiva do agente responsável pelo SMF é de no máximo 2 (dois) anos. Essa periodicidade pode ser alterada em função do histórico de ocorrência observado em todas as instalações.

(b) A manutenção preventiva pode ser adiada pelo período de até 2 (dois) anos, no caso de ocorrer inspeção no ponto de medição. A postergação dessa manutenção começa a vigorar a partir da data da inspeção.

(c) Os ensaios mínimos a que devem ser submetidos os transformadores para instrumentos (TI) são os seguintes: carga imposta e defasamento com periodicidade de, no máximo, 8 (oito) anos.

(d) Em toda manutenção ou calibração dos medidores, estes devem ser substituídos por outros devidamente programados e calibrados, quando não houver medidor de retaguarda, a fim de minimizar a interrupção no registro da carga.

(e) Qualquer alteração na relação de transformação dos TI para atender a proteção ou qualquer condição operacional que afete o circuito de medição para faturamento deve ser comunicada previamente ao agente responsável. Esse agente deve efetuar a alteração dos dados cadastrados no Sistema de Coleta de Dados de Energia – SCDE e submetê-la à aprovação da CCEE. Após a execução das alterações no sistema de medição, os agentes envolvidos devem programar uma inspeção para repor os lacres.

(f) Deve ser realizada a verificação do perfeito funcionamento das diversas funções do medidor, como programação, memória de massa, horário, registros, leitura a distância etc. Deve ser verificada a conformidade da configuração de memória de massa (Data Record), com a declarada pelo fornecedor e constante do site da CCEE.

(g) Deve ser realizada a inspeção geral das ligações do SMF para verificar a existência de eventual irregularidade que possa afetar a medição.

(h) A calibração do medidor deve ser feita por método comparativo de consumo de Wh, com carga artificial, ensaio monofásico ou trifásico, em laboratórios ou no campo, com padrões rastreados ao Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial – INMETRO.

(i) A tensão aplicada para fim de calibração deve ser igual à tensão nominal do medidor.

(j) O padrão utilizado na calibração deve ser o do agente responsável pelo SMF ou de laboratório contratado pelo agente responsável, mas, apenas para comparação, pode ser adotado o padrão do agente que acompanha a manutenção. O(s) padrão(ões) deve(m) estar acompanhado(s) do(s) seu(s) certificado(s) de calibração válido(s) no período do evento.

(k) O(s) padrão(ões), a carga artificial e o medidor devem, quando necessário, ser energizados antes do ensaio com tensão e corrente nominais, durante o tempo necessário – no mínimo 30 (trinta) minutos ou de acordo com orientações dos fabricantes dos medidores e do padrão – para a estabilização térmica.

(l) Os ensaios mínimos a que devem ser submetidos cada medidor são os seguintes: calibração com carga nominal, ativa, reativa indutiva e reativa capacitiva, e com carga ativa pequena, conforme a norma ABNT 14520 ou IEC 687.

- (m) O medidor em calibração que apresentar erros fora dos limites especificados pela norma utilizada deve ser substituído.
- (n) Os códigos de identificação dos medidores fornecidos pela CCEE devem ser programados e/ou verificados.
- (o) Os estudos fasoriais das correntes, das tensões e da seqüência de fases devem ser realizados antes e depois da manutenção.
- (p) No caso de o agente conectado ou o agente responsável pelo SMF se atrasar na chegada ao local, os agentes envolvidos devem aguardar 2 (duas) horas, quando, então, devem cancelar o serviço, salvo acordo entre as partes com relação ao período de aguardo.

Anexo 5

INFORMAÇÕES FINANCEIRAS

Tabela 20: Premissas e Fluxo de Caixa da PCH Barra Escondida

Fluxo de caixa do Acionista - Lucro Presumido		Em R\$ mil														
PCH Barra Escondida		ano 1	ano 2	ano 3	ano 4	ano 5	ano 6	ano 7	ano 8	ano 9	ano 10	ano 11	ano 12	ano 13	ano 14	ano 15
Receita Bruta		0	684	1.369	1.369	1.369	1.369	1.369	1.369	1.369	1.369	1.369	1.369	1.369	1.369	1.369
Impostos		0	42	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84
PIS/PASEP	0,65%	0	4	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
COFINS	3,0%	0	21	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41
COMERCIALIZAÇÃO	1,50%	0	10	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21
ANEEL	0,50%	0	3	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
MAE/ONS	0,50%	0	3	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Despesas Operacionais		0	279	558	558	558	558	558	558	558	558	558	558	558	558	558
Depreciação	3,33%	0	156	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313
Transm. (0,5*tarifa*Efirme)	6,50	0	18	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
Seguros	1,0%	0	47	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94
Administração	2,0%	0	14	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
Op. &Mnt. (R\$/MWh)	8,0	0	44	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88
Despesas Financeiras		0	47	924	849	773	698	623	547	472	397	321	208	94	94	94
juros + amortização JDC		0	0	830	755	679	604	529	454	378	303	228	114	0	0	0
Diferimento de JDC do CP		0	47	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94
LAIR		0	317	-197	-122	-46	29	104	180	255	330	405	519	633	633	633
Base do IR LP		0	219	438	438	438	438	438	438	438	438	438	438	438	438	438
Imposto de Renda (Lucro Presumido)		0	31	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85
Contribuição Social (L.Pres.)	9,0%	0	20	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39
Lucro Líquido		0	266	-322	-247	-171	-96	-21	55	130	205	281	394	508	508	508
Depreciação		0	156	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313
Diferimento de JDC do CP		0	47	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94
Amortização principal		0	0	658	658	658	658	658	658	658	658	658	658	0	0	0
Empréstimos	70%	total	4.606	1.974	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Investimentos - mil R\$	9.399	6.579	2.820	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo pot. Inst. (R\$/KW)	4.272															
TIR do Projeto		ano 1	ano 2	ano 3	ano 4	ano 5	ano 6	ano 7	ano 8	ano 9	ano 10	ano 11	ano 12	ano 13	ano 14	ano 15
Investimentos		-6.579	-2.820	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Lucro Operacional		0	520	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040
Fluxo de Caixa do Projeto		6.579	-2.300	1.040												
TIR do Projeto		10,17%														

Tabela 20: Premissas e Fluxo de Caixa da PCH Barra Escondida (continuação)

Fluxo de caixa do Acionista - Lucro Presumido		Em R\$ mil																	
PCH Barra Escondida		ano 13	ano 14	ano 15	ano 16	ano 17	ano 18	ano 19	ano 20	ano 21	ano 22	ano 23	ano 24	ano 25	ano 26	ano 27	ano 28	ano 29	ano 30
Receita Bruta		1.369	1.369	1.369	1.369	1.369	1.369	1.369	1.369	1.369	1.369	1.369	1.369	1.369	1.369	1.369	1.369	1.369	1.369
Impostos		84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84
PIS/PASEP	0,65%	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
COFINS	3,0%	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41
COMERCIALIZAÇÃO	1,50%	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21
ANEEL	0,50%	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
MAE/ONS	0,50%	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Despesas Operacionais		558	558	558	558	558	558	558	558	558	558	558	558	558	558	558	558	558	558
Depreciação	3,33%	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313
Transm. (0,5*tarifa*Efirme)	6,50	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
Seguros	1,0%	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94
Administração	2,0%	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
Op. &Mnt. (R\$/MWh)	8,0	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88
Despesas Financeiras		94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94
juros + amortização JDC		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diferimento de JDC do CP		94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94
LAIR		633	633	633	633	633	633	633	633	633	633	633	633	633	633	633	633	633	633
Base do IR LP		438	438	438	438	438	438	438	438	438	438	438	438	438	438	438	438	438	438
Imposto de Renda (Lucro Presumido)		85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85
Contribuição Social (L.Pres.)	9,0%	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39
Lucro Líquido		508	508	508	508	508	508	508	508	508	508	508	508	508	508	508	508	508	508
Depreciação		313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313
Diferimento de JDC do CP		94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94
Amortização principal		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Empréstimos	70%	total	6.579	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Investimentos - mil R\$	9.399	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo pot. Inst. (R\$/KW)	4.272																		
TIR do Projeto		ano 13	ano 14	ano 15	ano 16	ano 17	ano 18	ano 19	ano 20	ano 21	ano 22	ano 23	ano 24	ano 25	ano 26	ano 27	ano 28	ano 29	ano 30
Investimentos		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Lucro Operacional		1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040
Fluxo de Caixa do Projeto		1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040
TIR do Projeto		10,17%																	

Tabela 21: Premissas e Fluxo de Caixa da PCH Prata

Fluxo de caixa do Acionista - Lucro Presumido		ano 1	ano 2	ano 3	ano 4	ano 5	ano 6	ano 7	ano 8	ano 9	ano 10	ano 11	ano 12	ano 13	ano 14	ano 15
Em R\$ mil																
PCH Prata																
Receita Bruta		0	1.030	2.060	2.060	2.060	2.060	2.060	2.060	2.060	2.060	2.060	2.060	2.060	2.060	2.060
Impostos		0	69	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137
PIS/PASEP	0,65%	0	7	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
COFINS	3,0%	0	31	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62
COMERCIALIZAÇÃO	2,00%	0	21	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41
ANEEL	0,50%	0	5	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
MAE/ONS	0,50%	0	5	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Despesas Operacionais		0	475	950	950	950	950	950	950	950	950	950	950	950	950	950
Depreciação	3,33%	0	273	546	546	546	546	546	546	546	546	546	546	546	546	546
Transm.(0,5*tarifa*Efirme)	7,00	0	26	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52
Seguros	1,0%	0	82	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164
Administração	2,0%	0	21	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41
Op.&Mnt. (R\$/MWh)	10,0	0	74	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147
Despesas Financeiras		0	82	1.424	1.311	1.198	1.084	971	858	745	631	518	347	164	164	164
juros + amortização JDC		0	0	1.260	1.147	1.034	920	807	694	581	468	354	183	0	0	0
Diferimento de JDC do CP		0	82	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164
LAIR		0	405	-451	-337	-224	-111	2	115	229	342	455	626	809	809	809
Imposto de Renda (Lucro Presumido)		0	12	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Contribuição Social (L.Pres.)	9,0%	0	11	0	0	0	0	22	22	22	22	22	22	22	22	22
Lucro Líquido		0	381	-475	-362	-249	-136	-45	68	182	295	408	579	763	763	763
Depreciação		0	273	546	546	546	546	546	546	546	546	546	546	546	546	546
Diferimento de JDC do CP		0	82	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164
Amortização principal		0	0	1.033	1.033	1.033	1.033	1.033	1.033	1.033	1.033	1.033	1.033	0	0	0
Empréstimos	70%	11.480	8.610	2.870	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Investimentos - mil R\$	16.400	12.300	4.100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo pot. Inst. (R\$/KW)	5,467															
TIR do Projeto		ano 1	ano 2	ano 3	ano 4	ano 5	ano 6	ano 7	ano 8	ano 9	ano 10	ano 11	ano 12	ano 13	ano 14	ano 15
Investimentos		-12.300	-4100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Lucro Operacional		0	760	1.519	1.519	1.519	1.519	1.519	1.519	1.519	1.519	1.519	1.519	1.519	1.519	1.519
Fluxo de Caixa do Projeto		-12.300	-3.340	1.519	1.519	1.519	1.519	1.519	1.519	1.519	1.519	1.519	1.519	1.519	1.519	1.519
TIR do Projeto		8,10%														

Anexo 6

BIBLIOGRAFIA

- AMS – I.D. Indicative simplified baseline and monitoring methodologies for selected small-scale CDM project activity categories. UNFCCC, version 13.
Disponível em: <http://cdm.unfccc.int/methodologies/SSCmethodologies/approved.html>
- Agência Nacional de Energia Elétrica do Brasil (ANEEL) (2002). Atlas de Energia Elétrica do Brasil. Brasília.
- MCT (2008) – Ministério de Ciência e Tecnologia – Fator de Emissão de CO2 para Geração de Energia no Sistema Interligado Nacional.
- MME – Ministério de Minas e Energia (2006). Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015.
- Tool for the demonstration and assessment of additionality – Versão 05.2 UNFCCC.
Disponível em: http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/AdditionalityTools/Additionality_tool.pdf
- Tool to calculate the emission factor for an electricity system – Version 01.1. UNFCCC.
Disponível em: <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/approved.html>
- WCED [CMMAD], 1987. Our Common Future [Nosso Futuro Comum]. The World Commission on Environment and Development [Comissão Mundial sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento]. Oxford University Press.

Links e Websites Consultados:

- <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=15&idPerfil=2>
- <http://www.bovespa.com.br/Principal.asp>
- www.ccee.org.br
- www.mme.gov.br
- www.ons.com.br
- <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>